

El Panorama Futuro Para El Gas Natural Importado

Preparado para The INGAA Foundation, Inc., por:
The Brattle Group
44 Brattle Street
Cambridge, MA 02138

F-9705S

Copyright © 1997 by The INGAA Foundation



THE UNIVERSITY OF CHICAGO

PHILOSOPHY DEPARTMENT

PHILOSOPHY 101

LECTURE 1

THE PHILosophical

TRADITION

AND THE

SCIENTIFIC

REvolution

OF THE

17th CENTURY

INDICE GENERAL

I.	RESUMEN Y CONCLUSIONES	I-3
II.	LA EVOLUCION DE LAS IMPORTACIONES DEL GAS CANADIENSE	II-7
A.	ANTECEDENTES	II-7
B.	FACTORES QUE EXPLICAN LAS IMPORTACIONES DE GAS DE CANADÁ	II-13
C.	LECCIONES	II-21
D.	ESTADO ACTUAL DE LOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE GASODUCTOS	II-24
III.	MERCADO MEXICANO	III-29
A.	PANORAMA GENERAL	III-29
B.	PERSPECTIVAS FUTURAS	III-33
IV.	IMPORTACIONES DE GNL	IV-39
A.	PANORAMA GENERAL	IV-39
B.	PERSPECTIVAS FUTURAS	IV-40
V.	PROYECCIONES PARA LA DEMANDA	V-43
A.	FUENTES Y MÉTODOS	V-43
B.	ANÁLISIS NACIONAL	V-44
C.	ANÁLISIS REGIONAL	V-47
VI.	PROYECCIONES DE FUTUROS NIVELES DE IMPORTACIONES	VI-53
A.	DIFICULTADES EN DESARROLLAR PROYECCIONES DE LAS IMPORTACIONES ..	VI-53
B.	EL ESCENARIO DE LA EXPANSIÓN INCREMENTAL	VI-54
C.	EL ESCENARIO DEL DESPLAZAMIENTO CANADIENSE	VI-58
D.	EL ESCENARIO DEL ALTO CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ESTADOUNIDENSE	VI-60
	APENDICE	A-65



I. RESUMEN Y CONCLUSIONES

Este reporte examina el panorama futuro de las importaciones de gas natural a Estados Unidos durante la próxima década, especialmente durante los años 2000 y 2005.

El reporte encuentra que la red norteamericana de transmisión de gas se está integrando cada vez más. Cada una de las tres naciones (Estados Unidos, Canadá y México) está experimentando mercados más competitivos de gas natural debido a las políticas de acceso abierto al transporte y a la evolución de un eficiente mercado de productos de gas natural en Norteamérica. Estos y otros cambios en el mercado han dado lugar a mayores vínculos físicos y contractuales entre los sistemas de gas de los países mencionados. En los últimos cinco años ha habido un aumento dramático en las importaciones estadounidenses de gas canadiense, facilitado por el crecimiento rápido de la capacidad de gasoductos de importación. Las importaciones estadounidenses de gas canadiense continuarán creciendo, pero su ritmo de avance en el futuro podría tener consecuencias muy diversas para la industria. El crecimiento de las importaciones tendrá que ser enfocado con cuidado, ya que está en el interés económico de la industria de gas canadiense y estadounidense evitar saturaciones de la capacidad, las que contribuyen a ciclos de producción de bonanza y escasez ("boom and bust"), a precios de cuenca periódicamente deprimidos, y a batallas reguladoras sobre costos hundidos ("stranded") no recuperables.

México será principalmente un mercado para las exportaciones durante la próxima década. México y en particular la zona norte, está listo para aumentar la demanda de gas debido al crecimiento de sus industrias domésticas y exportadoras. Se espera que el GNL continúe ubicándose en un nicho del mercado norteamericano, suministrando menos del 5% de las importaciones hasta el final del 2005.

Un análisis de los factores reguladores y económicos que impulsan el crecimiento reciente de las importaciones de Canadá, apoya también la idea de que la tendencia de crecimiento muy probablemente continuará. Las condiciones de la oferta canadiense han dado lugar a un empuje de gas hacia Estados Unidos. El agregar nueva capacidad a gasoductos de importación de Canadá probablemente no sea tan difícil de lograr como en el pasado. Esto se debe a la integración continua de los mercados de gas natural estadounidenses y canadienses, y también a reducciones de barreras de entrada reguladoras para nuevos proyectos. En particular, los procesos aprobatorios importación/exportación se han vuelto más eficientes. De mayor importancia es que las prácticas tradicionales regulatorias y contractuales que normalmente racionaban la cantidad de capacidad tal vez ya no sean limitantes.

Para evaluar los probables niveles y efectos del mercado de importaciones en el futuro, se han examinado tres escenarios que acaparan el rango de alternativas potenciales entre el crecimiento de la demanda pronosticado y la "participación en el mercado" (market share) acaparada por nuevas importaciones. Se han llamado a estos tres escenarios: la Expansión Incremental, el Desplazamiento Canadiense, y el Alto Crecimiento de la Demanda Estadounidense. Las proyecciones de la demanda abarcan las tres regiones de Estados Unidos a donde fluye el gas canadiense: la Oeste, la Medio Oeste, y la Noreste. En 1995, más del 50% de la producción canadiense fluyó a estas tres regiones, mientras que las importaciones canadienses suministraron 25% de la demanda total de gas de estas regiones.

Los primeros dos escenarios establecen el pronosticado crecimiento de la demanda incremental como el promedio de tres diferentes pronósticos publicados. El último escenario utiliza la suposición de un alto crecimiento de la demanda pronosticada. Las suposiciones en cuanto a la importación son seleccionadas para mostrar ya sea un acaparamiento estable de la “participación en el mercado” incremental, o una “participación en el mercado” alta la que implica el desplazamiento de las fuentes de suministro estadounidenses. Todos los escenarios tratan igualmente las suposiciones del acaparamiento de participación en el mercado por las importaciones para el Medio Oeste y el Noreste, pero establecen un nivel más bajo para el Oeste, reflejando el hecho de que el gas canadiense ya tiene una significativa participación en el mercado en esa región debido a recientes expansiones de gasoductos.

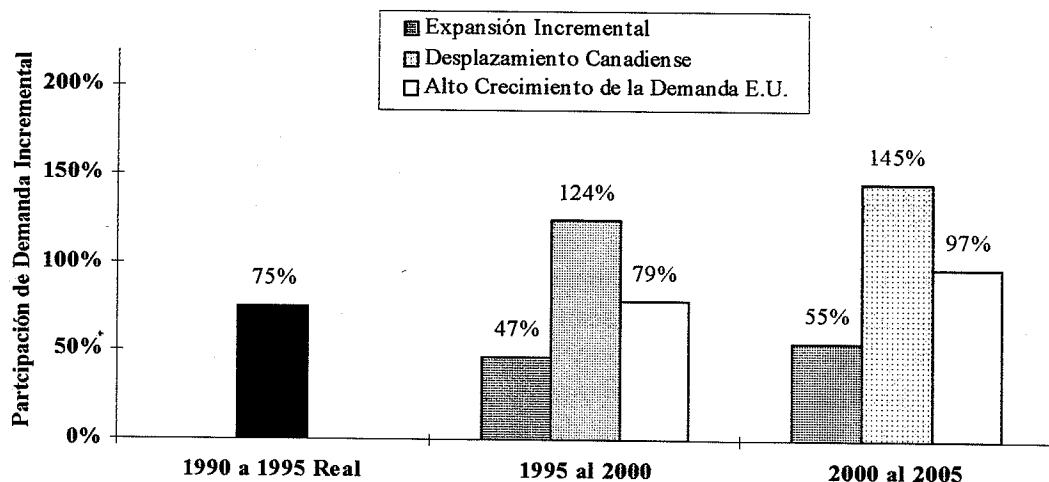
En el escenario de la Expansión Incremental, se asume que el suministro adicional canadiense abastece a dos tercios (66%) de la demanda incremental promedia en el Medio Oeste y el Noreste, y un tercio de ese nivel (22%) en el Oeste. En este escenario, las condiciones son relativamente estables, en la medida en que la disponibilidad de la oferta y la demanda crecen consistentemente. Los requerimientos totales de las importaciones canadienses en este caso son de 3.2 TPC en el 2000 y 3.6 TPC en el 2005. Estas cifras son muy cercanas al consenso de los pronósticos publicados que se analizaron. Este es un escenario en el que habría poco, si lo hubiere, desplazamiento de gas doméstico estadounidense en favor de suministros adicionales canadienses.

En el escenario del Desplazamiento Canadiense, se asume un nivel más alto de importaciones canadienses, igual al 175% del crecimiento de la demanda en el Medio Oeste y el Noreste, y un tercio de ese nivel (58%) para el crecimiento de la demanda en el Oeste. La cifra de 175% corresponde al crecimiento de importaciones experimentado en las últimas series de expansiones de gasoductos al Oeste desde Canadá y es consistente con el crecimiento de importaciones que se sugeriría si se construyeran y utilizaran solamente uno o dos de los proyectos más grandes actualmente propuestos para gasoductos de importación y también aquellos ya aprobados. En este escenario, las importaciones crecen a 3.8 TPC para el 2000 y a 4.9 TPC para el 2005. Un desplazamiento significativo de fuentes estadounidenses de suministro de gas podría ocurrir bajo este escenario.

En el escenario del Alto Crecimiento de la Demanda Estadounidense, se asume el mismo nivel de importaciones canadienses que en el escenario del Desplazamiento Canadiense, pero con el nivel más alto de crecimiento pronosticado de la demanda, principalmente basado en un crecimiento supuesto del uso de gas para generación de energía eléctrica. Los niveles de importación son los mismos que los del escenario del Desplazamiento Canadiense, 3.8 TPC en el 2000 y 4.9 TPC en el 2005, pero los niveles de la demanda son también mucho más altos. Este escenario está especialmente diseñado para comprobar si el crecimiento más alto que el probable de la demanda estadounidense eliminaría el problema del desplazamiento. Encontramos que la respuesta es negativa: en este escenario, el gas canadiense desplazaría fuentes estadounidenses de suministro de gas en el Medio Oeste y en el Noreste.

Una comparación entre los resultados de estos tres escenarios se muestra en la Figura I-1.

Figura I-1
Participación de la Demanda Incremental Abastecida por las Importaciones
(para la Suma de las Tres Regiones)
Niveles Históricos y Proyectados (por Escenario)



El escenario de la Expansión Incremental proyecta que la futura participación en el mercado de las importaciones (de la demanda incremental) será menor que la participación real histórica de 1990 a 1995. La Figura I-1 también muestra claramente el desplazamiento que ocurriría en el escenario del Desplazamiento Canadiense, concentrándose en el Medio Oeste y el Noreste. Los resultados en el caso del Alto Crecimiento de la Demanda Estadounidense implican que no haya un desplazamiento cuando se suman las tres regiones. Sin embargo, habría un desplazamiento significativo en el Medio Oeste para el período de 1995 al 2000, y en el Medio Oeste y el Noreste para el período del 2000 al 2005, todo compensado parcialmente por participaciones en el mercado más bajas en el Oeste.

Existen varias incertidumbres significativas en relación al mercado que deben tomarse en cuenta al evaluar estos resultados:

1. Los dos escenarios de altas exportaciones, consistentes con la construcción de uno o dos de los más grandes proyectos de gasoductos propuestos, asumen que existe la suficiente capacidad de entrega canadiense como para respaldar el nivel del desplazamiento del suministro de gas. Mientras que en este estudio no se examinó detalladamente la situación del suministro canadiense, no es evidente que se pueda repetir el auge de perforaciones y desarrollos en Canadá que siguió a la última serie de expansiones al Oeste. Si esa incertidumbre se resuelve en contra del desarrollo adicional del gas canadiense (o si simplemente el gas canadiense no es tan competitivo con los suministros domésticos estadounidenses como lo ha sido en el pasado), entonces existe la posibilidad de que los proyectos de nuevos gasoductos sean relativamente subutilizados. Esto sería un cambio significativo en cuanto a la experiencia anterior.
2. El escenario del Alto Crecimiento de la Demanda Estadounidense alivia de algún modo el desplazamiento, pero requiere un crecimiento tan grande en la

demanda de gas para generación de energía eléctrica (actualmente en medio de la reestructuración de la industria) que debe ser considerado como muy inseguro y con poca probabilidad de lograrse.

3. Hay varios proyectos de gasoductos que movilizarían crecientes suministros canadienses y estadounidenses del Medio Oeste al Noreste. El éxito o el fracaso de estos proyectos no afectan el estudio, porque se basan en suposiciones del crecimiento de la demanda y de expansiones tanto en el Noreste como en el Medio Oeste. Tales proyectos simplemente pueden ser una forma más económica de llevar suministros nuevos de gas al Noreste de lo que son las expansiones a través de Canadá o de las provincias Marítimas.

Prácticas contractuales y regulatorias tradicionales que normalmente racionarían la cantidad de capacidad de gasoductos agregada quizás ya no sean válidas. Específicamente, es poco probable hoy en día que las compañías locales de distribución y otros usuarios finales sean los usuarios contractuales a largo plazo del sistema de transporte en estos gasoductos de importación. Este papel ahora lo tienen los productores y comercializadores que desean una vía de transporte al mercado. En relación a lo anterior, la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) está en el proceso de adoptar una certificación standard que enfatiza poner el riesgo de baja suscripción en el gasoducto propuesto y desenfatisa la necesidad de mostrar la demanda incremental de uso final que el gasoducto abastecerá. Mientras que estos cambios definitivamente han funcionado para mejorar la integración y la liquidez del mercado de gas, éstos también aumentan el riesgo de excesivas construcciones, aumentando de ese modo, la probabilidad de un exceso de capacidad.

Un excedente de capacidad podría causar un desplazamiento substancial de gas de los gasoductos estadounidenses. Contratos firmes de transporte de los gasoductos estadounidenses tendrán que renovarse más pronto (un mayor número en el período del 2000 al 2005, mientras que los nuevos gasoductos de importación acaban de firmar contratos de 10-15 años) haciendo más probable que una parte de los contratos no se renueve y que se agrave el problema de capacidad no suscrita.¹ (Esto, sin lugar a duda, resultará en conflictos entre inversionistas y usuarios de los gasoductos estadounidenses sobre quién asumirá el costo asociado con la capacidad no suscrita y la desvalorización de la misma. Mientras que algo de este suministro puede llevarse al Sureste, la magnitud proyectada del desplazamiento, combinada con el hecho de que los productores de la Costa del Golfo de México tienen sus propios planes de expansión, hace poco probable que el Sureste acomode el desplazamiento. Los precios observados probablemente caigan en el Medio Oeste (aunque los precios dados a los usuarios pueden resultar más difíciles de bajar dependiendo de quién paga por la capacidad hundida no recuperable de los gasoductos estadounidenses).

Como consecuencia de estas incertidumbres, los proyectos de expansión de importaciones canadienses que respondan flexiblemente a condiciones cambiables del mercado, como las expansiones de gasoductos ya existentes que pueden conectarse en etapas vía compresión y “looping” (enlaces) deben poseer una ventaja en el mercado y dentro del marco regulatorio.

¹ Capacidad no suscrita (“capacity turnbacks”) ocurre cuando usuarios optan por no renovar sus contratos expirados.

II. LA EVOLUCIÓN DE LAS IMPORTACIONES DEL GAS CANADIENSE

A. ANTECEDENTES

1. Los Niveles Nacionales de Importaciones Han Aumentado Significativamente

En la última década, el gas natural ha resurgido como una fuente prima de energía. Desde que cayera a un nivel de 16 trillones de pies cúbicos (TPC) en 1986, la demanda anual estadounidense ha vuelto a subir, alcanzando una cifra récord de 22 TPC en 1996 (ver Tabla II-1). Al mismo tiempo, la industria del gas ha pasado por una reestructuración profunda. Se han introducido alternativas para el usuario y la competencia. Los precios de la oferta de gas natural ahora están desregulados, y numerosos comercializadores y “aggregators” (agregadores) están vendiendo servicios de adquisición. Los gasoductos han abandonado su función mercantil, compañías locales de distribución (“LDCs”) han empezado a eliminar gradualmente esta función, y se han desagregado los servicios de transporte y almacenamiento. La Comisión Federal Reguladora de Energía de E.U. (“FERC”) ha promovido el comercio a corto plazo de los derechos de capacidad de los gasoductos.

Un elemento importante en la transformación del mercado de gas natural estadounidense ha sido el papel de las importaciones, especialmente las canadienses. Porque cuando se habla de las importaciones de gas natural a Estados Unidos, se habla de un mercado que ha sido dominado por Canadá. Mientras que Estados Unidos ha importado volúmenes limitados de gas natural licuado (GNL) de Algeria, y gas natural de México, la gran mayoría de nuestras importaciones de gas natural proviene de Canadá (más del 95% durante los 90's).

Durante los últimos años, las importaciones canadienses han aumentado significativamente, satisfaciendo una porción cada vez mayor de la demanda estadounidense. En 1980, las importaciones de Canadá alcanzaron un total de 818 billones de pies cúbicos (BPC) satisfaciendo 4% de la demanda total de gas de Estados Unidos. Para 1996, las importaciones de Canadá crecieron rápidamente a 2.8 TPC, casi 13% de la demanda de gas estadounidense.¹

Table II-1

El Volumen de las Importaciones Canadienses Ha Aumentado y Está Creciendo su Participación en la Demanda de Gas Estadounidense						
	1980	1985	1986	1990	1995	1996
Importaciones Canadienses (en BPC)	818	924	740	1,435	2,748	2,837
Demanda Estadounidense (BPC)	19,877	17,821	16,221	18,715	21,581	21,975
Participación en el Mercado de las Importaciones	4%	5%	5%	8%	13%	13%

Fuentes: EIA: Natural Gas Annual 1995, *Natural Gas Monthly* 2/97²; NRC: *Natural Gas Overview* 9/95 y 8/96, faxes del 3/97²

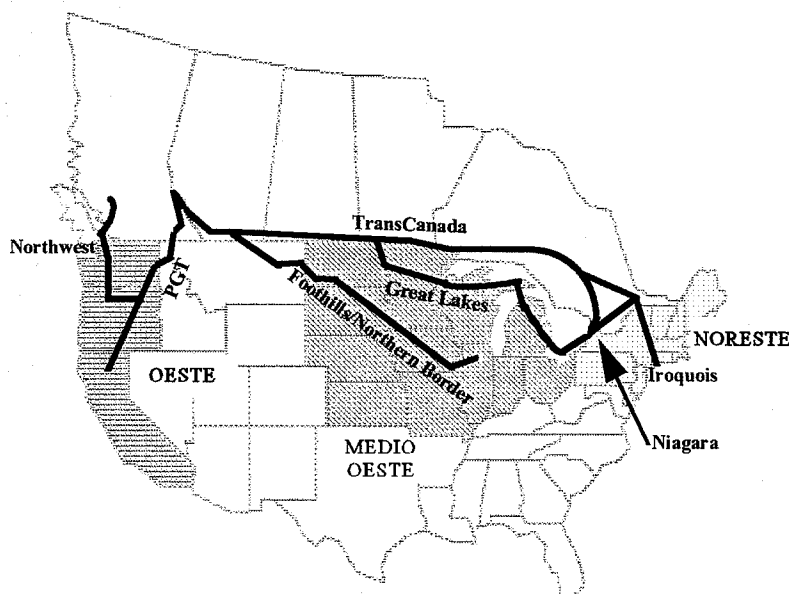
¹ A nivel nacional, se calcula esta participación en el mercado para un año dado (es decir, Importaciones de 1995/ Demanda Total de 1995).

² Los datos sobre niveles de importación son de Natural Resources Canada (NRC). Los datos sobre la demanda de E.U. son del Energy Information Administration of the Department of Energy (EIA) Natural Gas Annual

2. Los Niveles Regionales de Importaciones Han Aumentado Dramáticamente También

A nivel nacional, la tendencia de aumento de las importaciones es aún más pronunciada cuando se la analiza regionalmente. Como se muestra en la Figura II-1, el gas canadiense fluye a Estados Unidos a través de un número limitado de puntos de importación que pueden clasificarse según abastezcan una de las tres regiones geográficas que tienen como destino: la Oeste, la Medio Oeste, y la Noreste. A lo largo de este reporte, las definiciones regionales usadas son consistentes con las del Censo estadounidense.³

Figura II-1
Principales Gasoductos de Importación Canadienses y sus Destinos



Debido a que el gas canadiense no fluye a todas partes de Estados Unidos, el uso de una cifra nacional que indica la participación en el mercado subestima la importancia de las importaciones canadienses de gas a esas tres regiones. Cuando se las compara con la demanda total de las tres regiones, las importaciones canadienses han aumentado, de suministrar un 9% de la demanda en 1980 a un 25% en 1995 (ver Tabla II-2).

(Ediciones de 1995 y 1992), y Natural Gas Monthly (Ediciones de febrero 1997 y enero 1997).

³ El Oeste se define de acuerdo a las regiones censales de E.U. Pacífico 1 y Pacífico 2, menos Alaska. El Medio Oeste combina las regiones censales del Centro Noreste y Centro Noroeste. El Noreste consiste de New England y de las regiones del Atlántico Medio. Las regiones se definieron de este modo debido a que todas las fuentes pronosticadoras de la demanda—EIA's Annual Energy Outlook (AEO), Data Resources, Inc. (DRI), y Gas Research Institute (GRI)—organizan y reportan los datos de acuerdo a regiones censales. Natural Resources Canada (NRC) también reporta los datos según Oeste, Medio Oeste, Noreste, pero define estas regiones de modo diferente. Se puede encontrar detalles adicionales en la sección acerca de la Demanda en este reporte.

Las tendencias son aún más dramáticas cuando se calcula la participación en el mercado incremental.⁴ En cuanto al crecimiento de la demanda de gas (es decir, demanda incremental) de 1,749 BPC para las tres regiones desde 1990 a 1995, el gas canadiense explicó el 75%, o 1,313 BPC (ver Tabla II-2). En realidad, durante este mismo período, el total de la demanda estadounidense subió 2,866 BPC, implicando que la participación del gas canadiense en este crecimiento fue 46%.

Tabla II-2

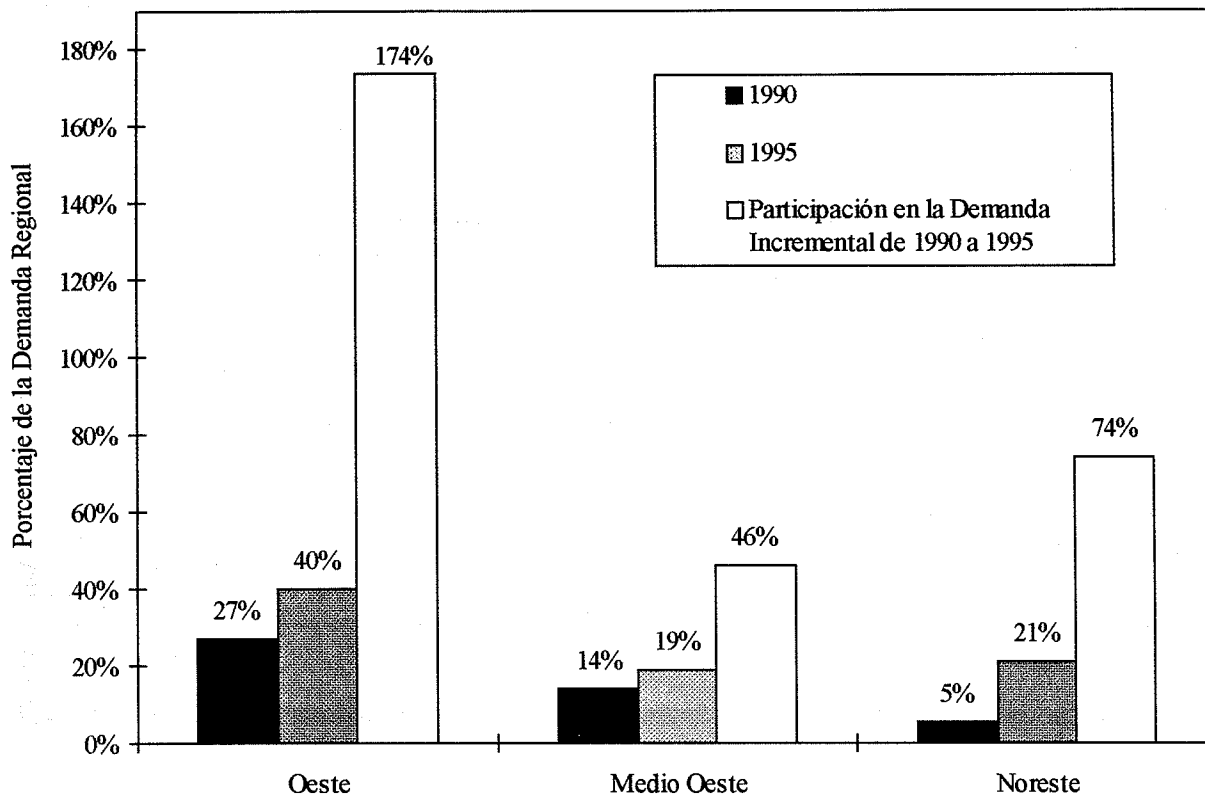
Importaciones Canadienses a Estados Unidos: Regiones Oeste, Medio Oeste, y Noreste				
	1980	1985	1990	1995
Importaciones Canadienses (en BPC)	818	924	1,435	2,748
Demanda Total para las 3 regiones (Oeste, Medio Oeste, Noreste)	9,435	8,603	9,366	11,115
Participación en la Demanda de las Importaciones para las 3 Regiones	9%	11%	15%	25%
Variación en las Importaciones	---	---	511	1,313
Variación en la Demanda	---	---	763	1,749
Participación en la Demanda Incremental de las Importaciones	---	---	67%	75%

Fuentes: EIA: *Natural Gas Annual 1995, Natural Gas Monthly 2/97*
 NRC: *Natural Gas Overview 9/95 y 8/96*

Dentro de cada región, una cantidad desproporcionada de los aumentos de la demanda incremental fue satisfecha por el gas canadiense. En algunos casos, la oferta de gas canadiense ha desplazado a fuentes de suministro de gas de Estados Unidos. La Figura II-2 muestra estos datos distribuidos según cada una de las regiones.

⁴ Participación en el Mercado de la Demanda Incremental acaparada por las Importaciones = Cambio en las Importaciones de 1990 a 1995/Cambio en la Demanda de 1990 a 1995. Esta medida incremental determina cuánto del crecimiento de la demanda incremental fue acaparado por el gas canadiense. Una participación en el mercado de la demanda incremental de 100% o más, implicaría que el gas canadiense desplazó fuentes domésticas de suministro.

Figura II-2
Participación en el Mercado Regional de las Importaciones Canadienses
1990, 1995, Crecimiento entre Estos Años



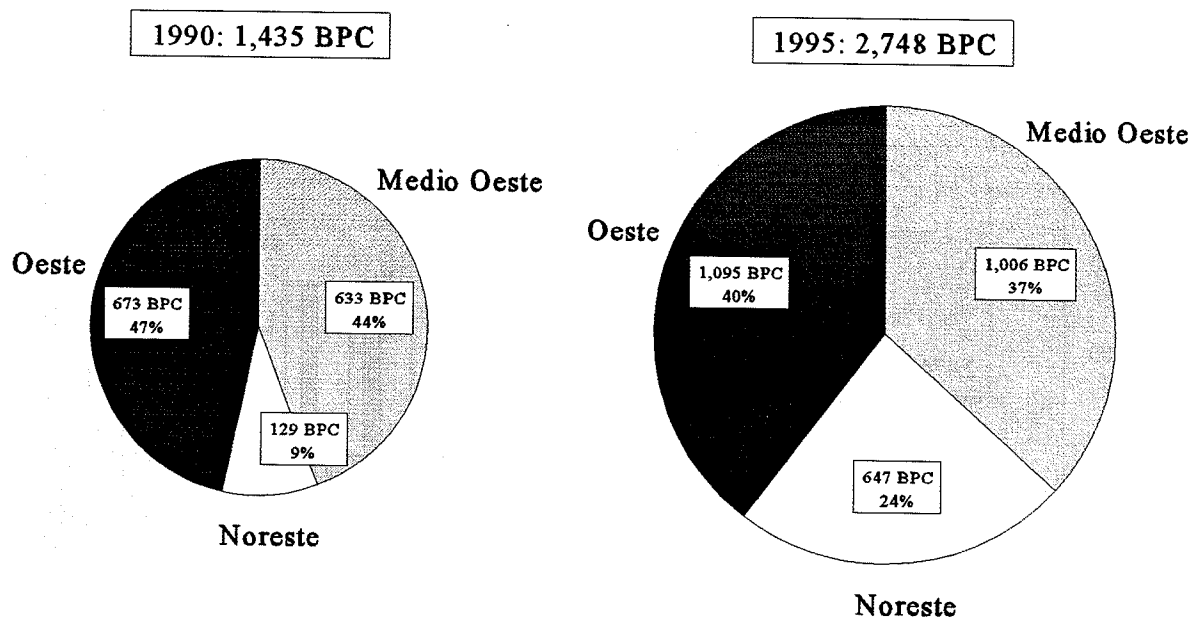
Fuentes: *Natural Gas Annual*, 1992, 1995, DOE/EIA, Tabla 14
 Natural Resources Canada, *Canadian Natural Gas Overview*, agosto de 1996, Tabla 5

En el Oeste, el gas canadiense suministró un poco más de un cuarto de la demanda de 1990, o 27%, para 1995 este porcentaje había subido a 40%. Al cabo de todo, el gas canadiense explicó 174% de la demanda incremental entre esos dos años, lo que significa básicamente que el gas canadiense suministró toda la demanda incremental de 1990 a 1995 y también desplazó parte del suministro existente. Esto es compatible con las percepciones actuales de que la cuenca de Permian—antes la fuente de suministro marginal a California (es decir, la del costo más alto)—ahora generalmente fluye al Este en lugar de llegar al mercado de California.

En el Medio Oeste, el cambio es menos significativo. Ahí, la participación en el mercado del gas natural canadiense fue 14% en 1990. Analizado desde una base incremental, el gas canadiense explicó menos de la mitad (46%) del aumento de la demanda experimentado de 1990 a 1995, dando como resultado una participación en el mercado total de 19% en 1995.

En el caso del Noreste la situación está entre el aumento dramático de importaciones en el Oeste y el aumento moderado en el Medio Oeste. En 1990 el gas canadiense suministró sólo cerca de 5% de la demanda de gas en el Noreste. Con la construcción del Iroquois Gas Transmission System y otros aumentos a la capacidad de gasoductos de importación, esta participación subió a 21% en 1995. Cuando se analiza la participación en el mercado incremental, el gas canadiense suministró la mayor parte del crecimiento de la demanda en el Noreste durante este período de cinco años, o sea 74%.

Figura II-3
Destino de las Importaciones de Gas Canadiense



Fuente: NRC, *Canadian Natural Gas Overview*, agosto de 1996, Tabla 5

La Figura II-3 muestra el análisis del gas canadiense que va a estas tres regiones. Obsérvese que en 1990, el Oeste explicó casi la mitad de las importaciones de gas canadiense (47%), el Medio Oeste 44%, y el Noreste solamente 9%. En 1995, el Oeste y el Medio Oeste explicaron menos importaciones que en 1990, 40% y 37%, respectivamente, mientras que el Noreste creció explicando casi una cuarta parte de las importaciones de gas canadiense (24%). En términos de volumen, el Noreste acaparó 518BPC de los 1,313 BPC del crecimiento incremental del gas canadiense durante el período 1990-1995.

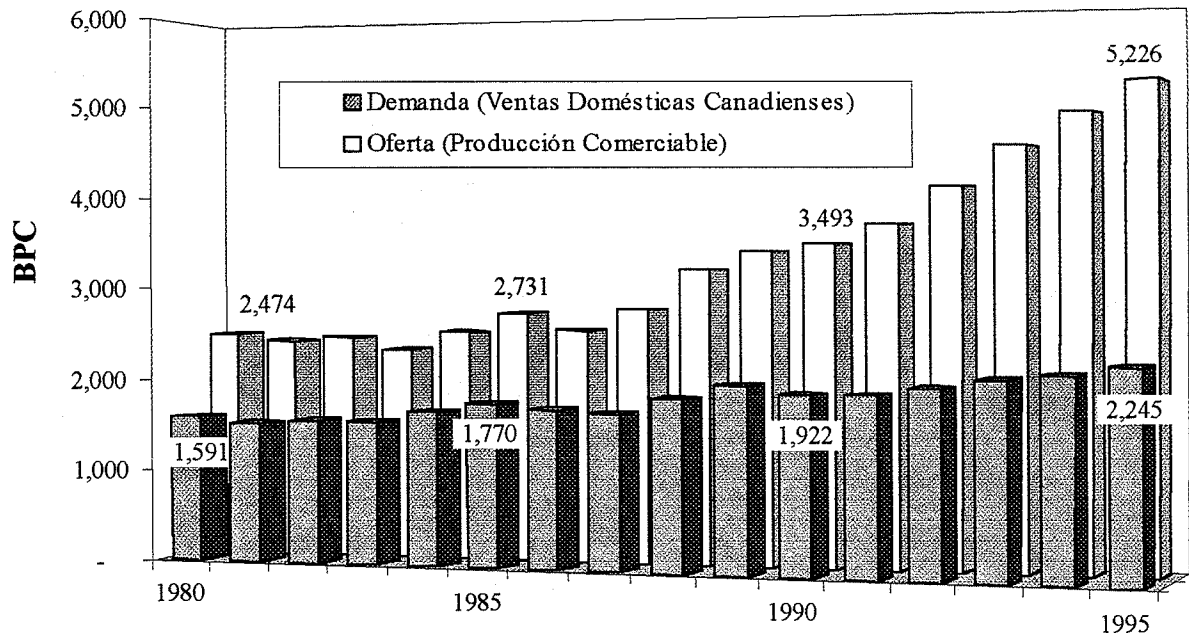
3. Tendencia Histórica de las Condiciones de Oferta y Demanda Canadiense

El análisis de las condiciones de oferta⁵ y demanda⁶ doméstica canadiense revela la importancia que tiene el mercado de importaciones estadounidenses (es decir, exportaciones de Canadá) para esa industria gasera. Como se muestra en la Figura II-4, el crecimiento de la oferta y de la producción canadiense ha excedido al crecimiento de su demanda doméstica. Canadá más que duplicó su oferta de 2,474 BPC en 1980 a 5,226 BPC en 1995—¡un aumento de más de 2.7 TPC! En comparación, su demanda doméstica aumentó de 1,591 BPC a 2,245 BPC, un aumento de sólo 654 BPC.

⁵ La oferta se define como la producción comerciable según la convención del NRC/National Energy Board (NEB).

⁶ La demanda se define como las ventas domésticas canadienses según la convención del NRC/NEB.

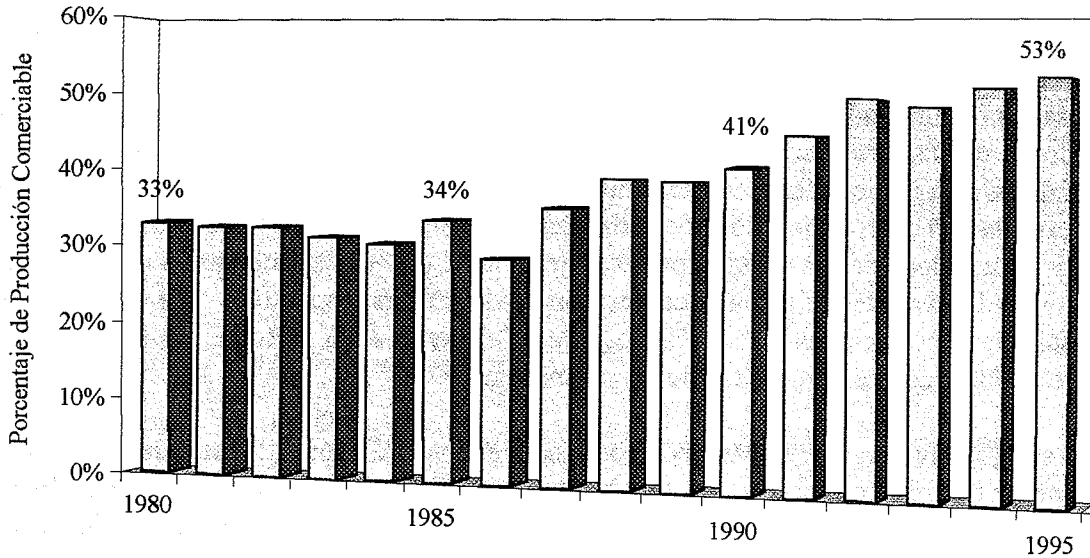
Figura II-4
Oferta Canadiense y Demanda Doméstica (1980-1995)



Fuente: NRC, *Canadian Natural Gas Overview*, agosto de 1996, Tabla 1

Cada año, aumenta el exceso de producción comerciable canadiense respecto a su demanda doméstica, y gran parte de esta oferta incremental se destina al mercado estadounidense. Las importaciones de Estados Unidos en 1995 representaron el 53% de la oferta total canadiense, un alza respecto al 33% en 1980 (ver Figura II-5). A partir de 1992 Canadá ha mandado cerca de la mitad de su oferta a Estados Unidos.

Figura II-5
Porcentaje de la Oferta Canadiense Exportada a Estados Unidos (1980-1995)



Fuente: NRC, *Canadian Natural Gas Overview*, agosto de 1996, Tabla 1

B. FACTORES QUE EXPLICAN LAS IMPORTACIONES DE GAS DE CANADÁ

¿Por qué han crecido tan dramáticamente las importaciones de Canadá durante los últimos años? Hay varias razones que van desde consideraciones en la oferta y cambios en la política económica y regulatoria hasta requerimientos de los mercados de Estados Unidos. En esta sección del reporte explicaremos el significado de estos factores y el por qué esperamos que éstos continúen influenciando el desarrollo de las importaciones de Canadá.

1. Factores Económicos Generales Favorables al Gas Canadiense

Varios factores económicos y regulatorios han contribuido al crecimiento de las importaciones de Canadá: la desregulación canadiense en 1985 (el "Halloween Agreement"), la desregulación estadounidense, el aumento de la liquidez del mercado de gas (términos de contratos que van evolucionando, desarrollo de instrumentos financieros, tasas de cambio favorables), y la importancia de la industria del gas y de energía para el total de la economía canadiense.

Desregulación Canadiense

Los cambios regulatorios que han contribuido al crecimiento del gas importado de Canadá caen en dos áreas: aquéllos que aumentaron la flexibilidad del mercado canadiense, y aquéllos que específicamente redujeron las restricciones del comercio de gas entre Estados Unidos y Canadá.

En los últimos años, los mercados canadienses se han vuelto más flexibles a cambios estructurales. La desregulación empezó en serio cuando se desregularon los precios de exportación, y la compra del gas se desagregó (“unbundled”) de la compra del transporte en 1985. Esto llevó a un cambio en los compradores de las exportaciones de gas canadiense. Los gasoductos eran los principales compradores de las exportaciones canadienses; aún en 1991 los gasoductos explicaban 767 BPC del volumen de exportación contratado,⁷ 46% de todas las exportaciones durante ese año. En 1995, los comercializadores estadounidenses adquirieron cerca de la mitad (47%) del total de las exportaciones canadienses, y los LDCs estadounidenses compraron 33% (un alza respecto al 11% en 1986).⁸ En relación a ésto, las exportaciones a corto plazo, que sólo fueron 33% de todas las exportaciones canadienses en 1986, representaron 53% de las mismas en 1995.⁹

Otro cambio significativo en las regulaciones que afecta el nivel de exportaciones fue que en 1987 el National Energy Board (Consejo Nacional de Energía o “NEB”) adoptó el Market-Based Procedure (Procedimiento Basado en el Mercado o “MBP”) para evaluar los pedidos para la licencia de exportación. El MBP es usado por la NEB para cumplir con la sección 118 del National Energy Board Act (Decreto del Consejo Nacional de Energía) el cual requiere que el Consejo verifique que los volúmenes de exportación no sobrepasen el excedente disponible después de tener en cuenta las demandas canadienses previsibles, considerando las tendencias de descubrimiento futuro.

Como parte de ese proceso, el NEB realiza un Export Impact Assessment (Evaluación del Impacto de la Exportación) diseñado para determinar si la exportación de alguna manera dificultará que las necesidades domésticas canadienses se satisfagan a precios de mercado justos. Con la existencia de mercados competitivos, en donde los productores responden a señales de precios, esta obligación se satisface más fácilmente.

Aunque no esté específicamente relacionado a la desregulación canadiense, otro desarrollo positivo en la regulación ha sido la aplicación por parte del NEB del método “rolled-in” (es decir, de precios promediados) en la tarificación de las expansiones de gasoductos. Esta política ha afectado de dos maneras positivas el crecimiento de las exportaciones. Primero, la reducción de la incertidumbre regulatoria asociada con la política de precios anima a los inversionistas a comprometerse a proyectos de expansión. Segundo, el deseo de aplicar el método “rolled-in” en algunos casos donde los costos incrementales serían más altos, reduce el precio de nueva capacidad originando que la demanda sea más alta de lo que sería de otro modo.

⁷ Evaluación del Mercado del Gas Natural por la National Energy Board (NEB), *Long-Term Canadian Natural Gas Contracts: An Update* (“NEB Contracting Report”), enero de 1997.

⁸ NEB *Ten Years After*.

⁹ NEB *Ten Years After*.

También ha habido cambios que han aliviado las restricciones comerciales. El Tratado de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos de 1988 redujo las restricciones de exportaciones de energía, incluyendo la eliminación de impuestos a la importación/exportación. Debido a dicho Tratado, el “NAFTA” (el Tratado de Libre Comercio de América del Norte) realmente ha tenido poco impacto en el comercio de gas con Canadá—la mayoría de las limitaciones ya habían sido relajadas. Además, a finales de 1993, el NEB levantó las restricciones de las exportaciones a California, que habían sido puestas en efecto cuando surgió un desacuerdo en cuanto a la evolución de las ventas a corto vs. largo plazo.

Desregulación Estadounidense

En Estados Unidos, han ocurrido las mismas clases de cambios estructurales. Se eliminaron gradualmente los controles de precios de gas natural extraído en la boca de pozo entre 1985 y 1993, período durante el cual surgió un mercado spot de gas natural con liquidez y buen funcionamiento. La FERC ha supervisado la desagregación de los servicios de comercio y transporte, comenzando con la Orden No. 436 en 1986, y más recientemente, en 1992, con la Orden No. 636. Estos cambios han aumentado la flexibilidad y la liquidez de los mercados de gas, y han facilitado a los compradores la adquisición de gas canadiense.

Sin embargo, algunos han sostenido que la política de la FERC en relación a las tarifas de las expansiones de gasoductos ha dificultado el desarrollo de nueva capacidad, tanto para importaciones como también para los suministros domésticos. Tradicionalmente, la FERC no resolvía asuntos de tarificación (específicamente asuntos sobre si la expansión iba a ser tasada por el método “rolled-in” o incrementalmente) hasta la primera autorización de la estructura tarifaria del gasoducto, después de la construcción y operación de la expansión de tal gasoducto. De este modo, no solamente ha habido incertidumbre en cuanto a qué método se aplicaría, sino también que la determinación final no era conocida hasta después de que se construyera el proyecto.

La FERC recientemente ha buscado dar más seguridad en ese sentido con su Pricing Policy Statement for New and Existing Facilities Constructed by Interstate Natural Gas Pipelines¹⁰ (Declaración de la Política de Tarificación para Instalaciones Nuevas y Existentes Construidas por Ductos Interestatales de Gas Natural). La FERC puede ahora hacer determinaciones preliminares para el tratamiento de la tarificación durante el proceso de certificación de una expansión. Una determinación final consistente con la preliminar será hecha en la siguiente revisión general de tarificación del gasoducto a no ser que se pueda mostrar que las circunstancias hayan cambiado.

En relación a esto, la política establece una presunción a favor de la tarificación “rolled-in” si se puede mostrar que la infraestructura nueva y la ya existente están integradas, que beneficios operacionales y financieros probablemente serán creados por las nuevas instalaciones, y que el efecto en las tarifas existentes es de menos de 5%. Queda por verse cuál será el efecto a largo plazo de esta política.

¹⁰ 71 FERC ¶ 61,241 (1995).

Liquidez de los Mercados de Gas

La liquidez de los mercados de gas ha aumentado a lo largo de los años debido: (1) al crecimiento en el número de contratos a corto plazo respecto al número de los de largo plazo, (2) al acortamiento de los plazos contractuales de contratos a largo plazo, (3) a contratos promedios más pequeños, y (4) al crecimiento de mercados financieros de gas natural.

En primer lugar, antes de la desregulación en Estados Unidos y Canadá, el gas canadiense se vendía predominantemente bajo contratos a largo plazo. En los últimos años, la proporción de gas vendido bajo contratos a corto plazo ha aumentado significativamente a medida que los LDCs compran cada vez más bajo contratos a corto plazo. Durante 1985, casi todo el gas del Oeste canadiense se vendía bajo contratos a largo plazo. Para 1994, solamente 36% del gas se vendía a largo plazo y casi dos tercios de las ventas de gas eran a corto plazo.¹¹

En segundo lugar, ha disminuido la duración de los contratos a largo plazo. Antes de la desregulación, los usuarios de los gasoductos interestatales estadounidenses y de los LDCs típicamente tenían contratos de 20 a 25 años. Desde 1991, se han acortado mucho los plazos contractuales—10 años o menos para los LDCs, 10 años para los comercializadores, y de 15 a 20 años para los cogeneradores (vinculados al financiamiento de plantas cogeneradoras).¹²

En tercer lugar, ha disminuido el tamaño promedio de los contratos. Antes de 1985, los contratos a largo plazo tenían un promedio de 125 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD), de 1985 a 1991—41 MMPCD, y desde 1991—16 MMPCD. Este cambio se explica por un mayor número de pequeños compradores (LDCs, comercializadores, cogeneradores) en relación al tamaño de los usuarios de los gasoductos interestatales: el tamaño promedio del contrato de gasoductos interestatales había sido de más de 80 MMPCD.¹³

Finalmente, el desarrollo continuo de los mercados financieros ha aumentado la liquidez del mercado de gas natural. La creciente actividad de los mercados spot y el uso de instrumentos financieros como futuros de gas, intercambios de monedas (“swaps”), y otros productos, han aumentado la variedad disponible de transacciones de gas. Además, los tipos de cambio de las divisas durante los últimos años han creado condiciones favorables para el gas de Canadá, ya que la caída del dólar canadiense empezó en 1990.

La Importancia de la Industria del Gas y de la Energía para la Economía Canadiense

Para el país en su totalidad, la industria energética es una porción significativa de la economía—7.5% del PNB en 1994.¹⁴ Un 16% del capital total de inversiones fue para esta industria. A nivel provincial, la energía puede ser aún más crucial para las provincias como Alberta y Newfoundland. La energía

¹¹ NEB *Contracting Report*, pg. 14.

¹² NEB *Contracting Report*, pg. 11.

¹³ NEB *Contracting Report*, pg. 10, Figura 2.5.

¹⁴ International Energy Agency of the Organization for Economic Cooperation and Development (IEA/OECD), *Energy Policies of IEA Countries, Canada 1996 Review*, pg. 21.

explica un cuarto del valor de la producción de Alberta, siendo la industria más grande. En Alberta, Newfoundland, y Saskatchewan, la energía es el sector más grande de inversiones de capital; en Ontario y Quebec es el segundo más grande.

2. Motivaciones de los Mercados Estadounidenses: Diversificación

Con limitadas fuentes propias de suministro (Appalachia y Isla Sable), anteriormente el Noreste de Estados Unidos había contado predominantemente con el gas natural del Golfo de México. Después de las interrupciones en el suministro de gas de los 70's y el segundo "shock" del precio del petróleo a finales de los 70's, los LDCs del Noreste estadounidense recurrieron a Canadá para suministros adicionales como una forma de traer nueva oferta y capacidad de gasoductos y también de aprovechar el deseo de disminuir la dependencia de la región en petróleo importado.

A mediados de 1980 se originó otra motivación para los suministros de gas canadiense debido a la demanda de Qualifying Facilities (Instalaciones Calificadas o "QF") para generación de energía eléctrica alimentada a gas bajo el Public Utility Regulatory Policy Act de 1978 ("PURPA"). Estas plantas generadoras buscaban precios fijos a largo plazo o contratos con índices fijos como manera de fijar la rentabilidad (y de ese modo asegurar el financiamiento) de sus proyectos, en una época cuando los productores de gas estadounidenses tenían menor intención de comprometerse a contratos de precios fijos a largo plazo. De hecho, la industria de gas estadounidense estaba en el proceso de la recompra completa o parcial de muchos de los contratos a precios fijos firmados a fines de los 70's y a comienzos de los 80's como parte de la transición a un mercado más desagregado.

Muchas de las motivaciones para una nueva oferta canadiense están captadas en las determinaciones preliminares de la FERC sobre el proyecto Iroquois.¹⁵

Contrariamente a la caracterización hecha por los comercializadores de petróleo del estudio de EIA, encontramos que tal estudio apoya nuestra determinación de que al Noreste le falta suficiente capacidad de gasoductos y que no hay posibilidad de mover suministros adicionales de gas hacia mercados del Noreste hasta que se construya (aumente) nueva capacidad

La posición de los comercializadores de petróleo . . . o no tomó en cuenta o desvaloriza la necesidad de capacidad adicional de gasoductos: (1) para respaldar la generación de energía eléctrica, (2) para promover la confiabilidad del servicio y la diversidad de la oferta, y (3) para aumentar la competencia en el área del mercado. Nuestro análisis muestra que los beneficios que se obtienen al incrementar el abasto de gas al mercado de generación de energía eléctrica se reflejan en el hecho de que los volúmenes de Iroquois permitirán que los generadores diversifiquen los suministros de gas natural a las áreas de los mercados de los usuarios del sistema de transporte, resultando en más competencia entre e intercombustibles y también en la posibilidad de precios más bajos como resultado de esta competencia.

¹⁵ 52 FERC ¶ 61,09, 30 de julio de 1990.

El proyecto ha recibido apoyo expreso de los usuarios, gasoductos participantes, numerosos organismos gubernamentales (en particular los estados de New York, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island, y varias agencias locales), y una variedad de usuarios finales. Estos grupos han sostenido que el proyecto Iroquois proporcionará muchos beneficios que otras alternativas no darán: (1) alivio oportuno de los déficits en los requerimientos anuales y de días pico, (2) mayor confiabilidad de la oferta con contratos a largo plazo, (3) diversidad de la oferta, (4) un fortalecimiento del sistema de oferta en el Noreste por el establecimiento de interconexiones con gasoductos ya existentes, (5) aumento de la competencia, (6) un relajamiento de las restricciones de capacidad, y (7) la habilidad de cumplir con la legislación sobre lluvia ácida reemplazando petróleo por gas.

Algunas de estas motivaciones todavía existen. Aún está presente el deseo de diversificar la oferta y aumentar la competencia y éste está dando un impulso a la capacidad adicional que el proyecto de la Isla Sable puede utilizar. Además, el Noreste podría ser vulnerable a los retiros prematuros de capacidad de generación nuclear. Estas fuentes de suministro pueden satisfacer los aumentos en la futura demanda de gas para generación de energía eléctrica.

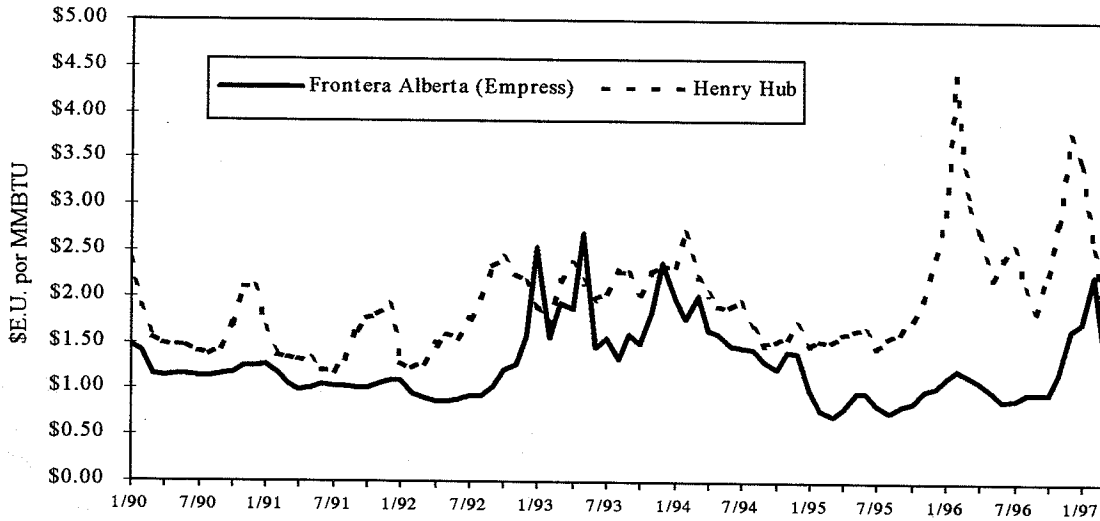
Similares motivaciones se han aplicado en el Oeste. Los LDCs han buscado oportunidades para extenderse más allá de los suministros de la cuenca Suroeste e incluir más variedad en su portafolio de oferta por medio de la compra de gas canadiense.

3. Abundancia de la Oferta, Factor Clave para Canadá

En los últimos años, el mercado de gas canadiense ha mostrado un ciclo de bonanza/escasez ("boom/bust"). Dicho ciclo parece estar ligado directamente a restricciones de capacidad de los gasoductos de salida, las que a su vez, dependen de la relación relativa entre la producción de Alberta y la disponibilidad del transporte. Los aumentos de capacidad de los gasoductos a comienzos de los 90's aliviaron temporalmente las restricciones que habían embotellado ("bottlenecked") la oferta dentro de la región y que hasta ese tiempo tendían a deprimir los precios de Alberta.

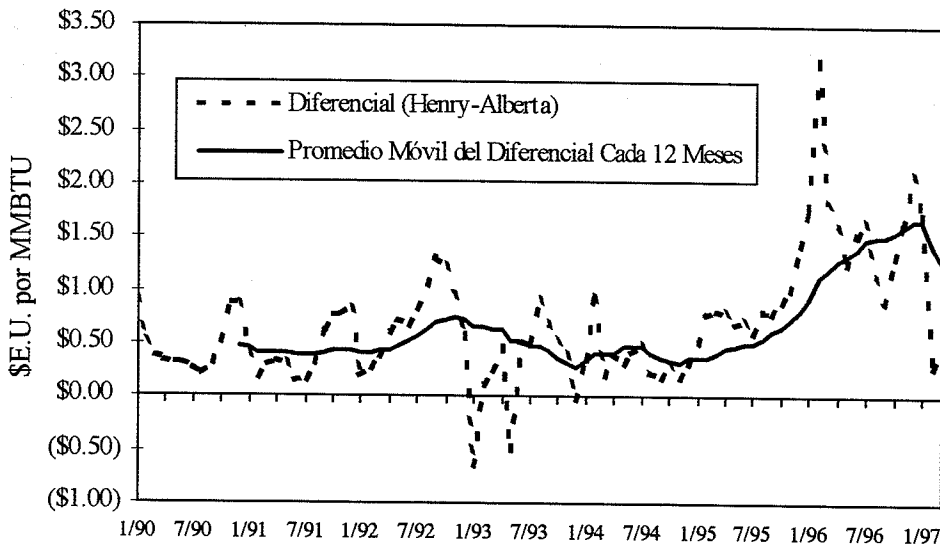
Los precios de Alberta respondieron incrementándose en 1993 y 1994 a medida que ese mercado coincidía con las cuencas de suministro de Estados Unidos. Correlativamente, los diferenciales bases entre cuencas de suministro cayeron. Una comparación entre el precio del mercado spot de la frontera Alberta/Empress con el del Gulf Coast Henry Hub de E.U. ilustra este cambio (ver Figuras II-6 y II-7). En 1992, el diferencial base del Henry Hub-Alberta/Empress de precios spot durante doce meses tuvo un promedio de \$0.73/MMBTU (millón de "British Thermal Units"). Para 1993, el diferencial base había caído a un promedio de \$0.27/MMBTU.

Figura II-6
Precios Spot del Alberta Empress y del Henry Hub desde 1990



Fuentes: Alberta:
 1/90 - 4/95: *Canadian Natural Gas Sourcebook and Buyers Guide*
 5/95 - 1/97: *Canadian Gas Price Reporter, Canadá Enerdata*
 Henry: *Natural Gas Week, "Cash Market Trading Price," 10 de marzo de 1997*

Figura II-7
Diferenciales de Precios Spot de Alberta Empress y Henry Hub desde 1990



Fuentes: Alberta:
 1/90 - 4/95: *Canadian Natural Gas Sourcebook and Buyers Guide*
 5/95 - 1/97: *Canadian Gas Price Reporter, Canadá Enerdata*
 Henry: *Natural Gas Week, "Cash Market Trading Price," 10 de marzo de 1997*

Como puntualizara la NEB en su reporte *Price Convergence in North American Natural Gas Markets*:

El factor singular más fuerte que parece haber aumentado el grado de integración de precios de Alberta con otros mercados norteamericanos, ha sido el aumento de la capacidad de gasoductos de exportación, especialmente en el período 1992-1993 con proyectos como las expansiones Iroquois, Northern Border, y Pacific Gas Transmission ("PGT"). Antes de estas expansiones de gasoductos, la competencia intensa entre productores de Alberta para sacar su gas de la provincia significaba que los precios en el Empress tendían a ser determinados más por condiciones dentro del mercado de Alberta que por factores de oferta y demanda del continente en su totalidad.¹⁶

Aunque ya existía algún excedente en la capacidad de producción, los productores de gas canadiense respondieron a estos incrementos de precio embarcándose en 1993 y 1994 en un programa agresivo de perforación. El número de pozos de desarrollo, que había oscilado entre 500 y 1,500 de 1986 a 1992, subió aproximadamente a 2,500 en 1993, y a 3,500 en 1994 antes de bajar a 2,500 en 1995.

Los productores tenían que haber sabido que el resultado de esto sería un regreso a condiciones de un excedente en la capacidad de entrega. La encuesta de 1994 del Canadian Energy Research Institute (Instituto de Investigación de Energía Canadiense o "CERI") sobre las expectativas de los productores para la capacidad de entrega de gas de 1996-1997 mostró un aumento dramático en relación a las expectativas reportadas en su encuesta de 1993 (ver Figura II-8). Mientras que la encuesta de 1993 esperaba que la capacidad de entrega se mantuviera nivelada a 4 TPC hasta finales de 1996, la encuesta de 1994 mostró un aumento de 25% a más de 5 TPC en cuanto a la capacidad de entrega anual en Alberta. CERI concluyó esa vez:

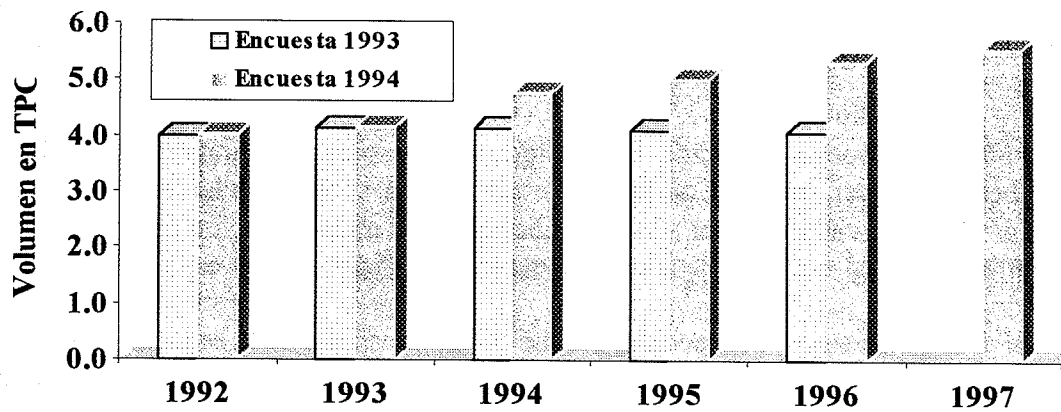
"Se debe manifestar una preocupación en relación a los altos niveles proyectados por los participantes en cuanto a la capacidad de entrega y producción de gas natural. Si los aumentos en la demanda necesarios para mantener estos altos niveles de producción no se materializan, existe el potencial para el desarrollo de otro excedente de capacidad de entrega, acompañado de un impacto negativo en los precios."¹⁷

¹⁶ National Energy Board, *Price Convergence in North American Natural Gas Markets*, Calgary, Alberta, diciembre de 1995, pg. 2.

¹⁷ CERI (Paul Mortensen y Peter Linder), *Survey of Canadian Natural Gas Deliverability, Production, Reserves, and Investment, 1992-1997*, Calgary, Alberta, CERI Study No. 55, marzo de 1994.

Figura II-8

Comparación de las Proyecciones del CERI sobre la Capacidad de Entrega de Gas Natural de Alberta



Fuente: CERI *Survey of Canadian Natural Gas Deliverability, Production, Reserves and Investment: 1992-1997*, Figura 5.7

Para comienzos de 1995, los precios habían caído y los diferenciales bases estaban ampliándose nuevamente. Para finales de 1996, el diferencial base promedio para Henry Hub-Alberta/Empress durante los primeros doce meses había crecido a \$1.66/MMBTU. Alberta se había desasociado del mercado servido por la Costa del Golfo de México. Interesantemente, la NEB explica este fenómeno más como el desarrollo de una ruptura continental en mercados orientales y occidentales que como el resultado de un excedente de la capacidad de entrega dentro de Alberta. La hipótesis es que existe un mercado occidental de gas (Alberta, Rockies, Cuenca San Juan) el cual es algo distinto del mercado oriental debido a lazos limitados de transporte entre estos dos mercados. Alberta está compitiendo en este mercado occidental el cual ha tendido a caracterizarse por bajos precios y un exceso de la oferta sobre la demanda. Pasa lo contrario en el mercado oriental. Nótese los datos del mercado combinado norteamericano (E.U. y Canadá) para 1995:

Tabla II-3

Desbalances de Oferta y Demanda		
TPC	Occidental	Oriental
Oferta	9.0	15.6
Demanda	5.3	19.5

Fuente: National Energy Board (NEB), *Ten Years After Deregulation*, noviembre de 1996, pg. 18

C. LECCIONES

La historia reciente nos da varias lecciones para el mercado de gas importado. Estas lecciones ayudan a explicar el gran número de proyectos de importación propuestos e influyen el desarrollo de nuestras proyecciones para las importaciones en la Sección VI. La primera lección es que tanto el ciclo bonanza/escasez como el mercado para nuevos aumentos de la capacidad parecen estar alimentándose

el uno del otro en una manera inestable. Esto puede verse a partir de una caracterización estilizada de esa relación. Primero, el gas embotellado en la cuenca de Alberta origina que los precios se depriman. Los productores piden que se agregue nueva capacidad para los gasoductos de exportación con el propósito de aliviar el embotellamiento. Simultáneamente se anuncian varios proyectos. Para aumentar la rentabilidad relativa de estos proyectos de expansión, la mayoría se diseñan con grandes incrementos de capacidad.

Se agrega un número de mega-proyectos, lo que lleva a una subida temporal de los precios de la cuenca de Alberta. El gran aumento de precios estimula una subida similar en la actividad de perforación y producción, causando por ello que Alberta vuelva a una situación de un excedente en la oferta de entrega. Surgen entonces pedidos para expansión adicional de la capacidad.

Temporalmente no hay respuesta a esos pedidos porque no hay expansión de la capacidad “en trámite” (es decir, en vías de desarrollo). Cuando se construyen los mega-proyectos tiene que pasar un tiempo para que una región absorba esa cantidad de capacidad de importación, haciendo de ese modo poco probable que se pueda agregar un gasoducto competitivo en más o menos el mismo período de tiempo o un poco después. Básicamente, hay una ventaja en ser el primero que ofrece nueva capacidad de importación en una región particular.

Sin embargo, el resultado es un período post-expansionario flojo. Para cuando el ciclo ha vuelto otra vez, se pueden haber perdido un par de años valiosos. Para entonces, sin embargo, nuevamente se proponen simultáneamente varios mega-proyectos como un modo de aliviar la restricción.

Vemos dos tendencias recientes que resultan de este fenómeno. Primero, ha habido una transición desde la construcción basada en la demanda incremental clave (“incremental anchor demand”) asociada con usuarios particulares hacia inversiones respaldadas por productores y comercializadores que son más dependientes de la liquidez total del mercado y del deseo de aumentar su participación en el mercado. El proyecto Iroquois es un buen ejemplo de uno de los últimos proyectos basados en la demanda incremental del usuario. En su Order Making Preliminary Determinations de julio 1990, la FERC identificó los usuarios iniciales del sistema de transporte de Iroquois como dieciocho (18) LDCs del Noreste de E.U., tres (3) instalaciones cogeneradoras QF, y una (1) empresa de servicio eléctrico público.¹⁸ En contraste, el más recientemente anunciado Gasoducto Alliance de 1.3 BPCD está auspiciado por 18 compañías canadienses productoras y de comercialización. Mientras no ha revelado hasta la fecha la composición específica de su grupo de usuarios del sistema de transporte (un hecho que es en sí un contraste interesante a los anuncios del usuario clave del sistema de transporte (“anchor shipper”) de antes), se anticipa que las dieciocho compañías productoras y de mercadeo que den su apoyo financiero también constituyan una porción significativa de la demanda.

La segunda tendencia involucra el desarrollo de expansiones incrementales de tamaño más pequeño que están diseñadas a crecer al unísono con el mercado. Un número de gasoductos de importación existentes encuentran que pueden agregar incrementos económicos de capacidad en tamaños relativamente pequeños. Estas adiciones ofrecen la oportunidad de aumentar la capacidad de exportación de una manera más escalonada y flexible que refleja el verdadero desarrollo del mercado y que aborda las incertidumbres inherentes al mismo.

¹⁸ 52 FERC ¶ 61,091, 30 de julio de 1990.

Otra lección es que la creación de una situación de exceso de capacidad (como la que pasó en California) puede resultar en un número de procedimientos reguladores complicados en relación al tratamiento de la tarificación de expansiones, de nuevas asignaciones de costos fijos después de tener en cuenta la capacidad no suscrita (“capacity turnbacks”), y de asignaciones de costos hundidos no recuperables (“stranded”) a la capacidad del gasoducto.

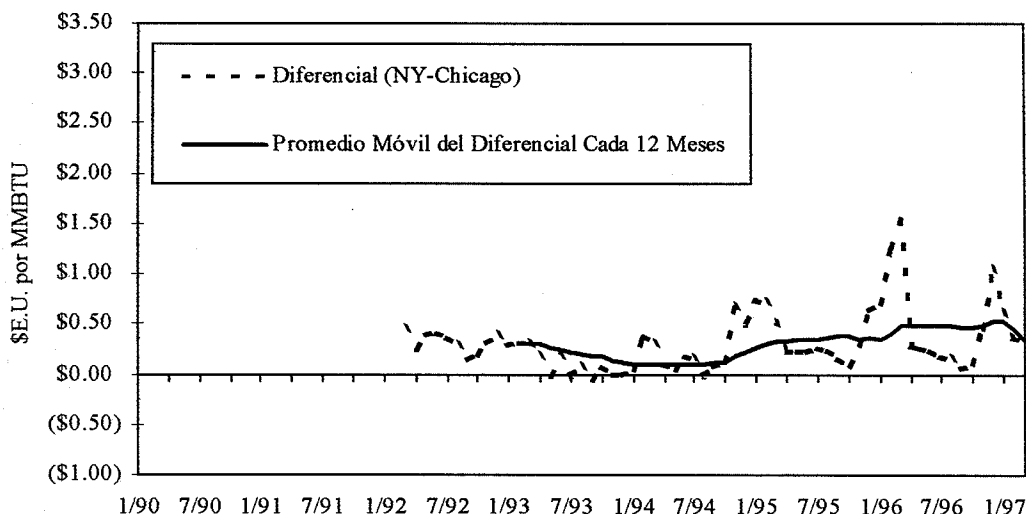
Una lección final de la reciente actividad de la importación es que las importaciones canadienses a veces alteran el camino tradicional de los suministros estadounidenses, creando de ese modo, la necesidad de capacidad adicional de transmisión entre regiones de Estados Unidos para llegar a nuevos mercados. Esto ha sido muy evidente en el Oeste. Los suministros de la Cuenca Permian tradicionalmente habían fluído al Oeste, pero durante muchos meses del año, básicamente se han desasociado del Oeste, y están fluyendo al Este. A lo largo de 1992-1994, los suministros de la Cuenca San Juan y los de la Cuenca Permian estuvieron más o menos a la par. Desde comienzos de 1995, los suministros de la Permian se han dirigido al Este donde demandan un precio más alto. Los gasoductos han estado invirtiendo en plantas físicas para acomodar el flujo al Este no sólo desde la Cuenca Permian, pero ahora también desde la Cuenca San Juan.

Ya hay una gran cantidad de hechos actuales que indican que un fenómeno similar está ocurriendo en el Medio Oeste y el Noreste. Se han anunciado recientemente un gran número de proyectos que ampliarán el movimiento de gas del Medio Oeste al Noreste.

Los diferenciales bases entre los “city gates” (puntos de entrega al distribuidor) de las ciudades de New York y Chicago explican en algo este interés de llevar el gas hacia el Este. Durante los últimos cinco años, los diferenciales bases han tenido un promedio de \$0.10 - \$0.50/MMBTU, con diferenciales de invierno subiendo a \$0.75 - \$1.50/MMBTU, mientras que diferenciales de verano se mantuvieron en un rango de \$0.00 - \$0.20/MMBTU. El gas adicional canadiense que va al Medio Oeste tiene el potencial de aumentar los diferenciales bases, de ese modo aumentando el atractivo de los vínculos de transporte entre Chicago y New York.

Figura II-9

Diferenciales de los Precios Spot en los "City Gates" (Puntos de Entrega al LDC) de las Ciudades de New York y Chicago desde 1992



Fuentes: 3/92-4/94: Simple Average at New York, *Inside FERC's Gas Market Report*
11/94-3/97: New York Bidweek, Major Market Prices, *Natural Gas Week*
1/91-4/94: Chicago (NGPL-LDCs), Monthly Contract Index, *Gas Daily*
5/94-3/97, Chicago Bidweek, Major Market Prices, *Natural Gas Week*

D. ESTADO ACTUAL DE LOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE GASODUCTOS

En los últimos meses se han propuesto varios proyectos para gasoductos de importación que van al Medio Oeste y al Noreste. Algunos son expansiones de sistemas ya existentes mientras que otros son gasoductos completamente nuevos. Además, como se mencionó arriba, se han propuesto varios proyectos que aumentarán la habilidad de la red para mover suministros (incluyendo nuevas importaciones) del Medio Oeste al Noreste. La Tabla II-4 resume dichos proyectos y la capacidad que se espera éstos suministren.¹⁹ Se espera que la mayoría de estos proyectos estén conectados al sistema entre 1998 y el 2000. Aunque parezca que estos proyectos empezarán durante el mismo período de tiempo, algunos de ellos podrían acomodarse a planes a plazos más largos. Es decir que los auspiciadores de los proyectos podrían tener planes de crecimiento adicional, más allá del 2000, que no han sido públicamente anunciados o publicados.

¹⁹ Las cifras de la capacidad representan los mejores estimados basados en información de acceso público en el momento cuando se preparó este reporte. Aunque se ha puesto mucho cuidado en la preparación de estas tablas, estas cifras podrían equivocarse en cuanto a la capacidad potencial de importación debido a varias razones: el tamaño del proyecto puede estar en un estado cambiante debido a información más reciente del mercado; algunos volúmenes pueden ser destinados a los mercados canadienses; y algunos proyectos pueden simplemente representar eslabones en la misma cadena en la trayectoria de la capacidad de importación.

Tabla II-4

Importación Adicional Estimada y Capacidad Propuesta del Medio Oeste al Noreste								
Medio Oeste	Millas	BPCD	Del Medio Oeste al Noreste	Millas	BPCD	Noreste	Millas	BPCD
Foothills/Northern Border	460	0.7	Independencia	370	0.9	Maritimes & Northeast	630	0.4
Viking Voyageur	800	1.2	ANR expansion	72	0.75	PNGTS	242	0.2
Great Lakes	1,000	2.2	Transco Market Link	n/a	n/a	TransMaritimes	650	n/a
Foothills 2000	n/a	n/a	Spectrum	n/a	0.5	Nexus	n/a	0.5-1.4
Alliance	1,869	1.3	Excelsior	44	0.5	Millennium	380	0.65
Amarillo	85	n/a	Niagara	150	0.5	Iroquois	n/a	0.2
			Gas Natural P/L	900	0.5			
			Eastern Express	116	0.5			
Total	4,214	5.4	Total	1,652	4.15	Total	1,902	2.0-2.9

Se han propuesto, alrededor de 5.4 BPCD de aumentos en la capacidad al Medio Oeste.²⁰ Algunos participantes esperan que éstos lleven a una situación de un excedente de la oferta en el Medio Oeste. En anticipación a esta situación, y en un esfuerzo de aumentar la flexibilidad de sus sistemas, varios gasoductos han propuesto vínculos para facilitar que el gas fluya del Medio Oeste al Noreste (más de 4 BPC de capacidad). Pero el Noreste tiene su propio grupo de proyectos de gasoductos de importación que se proponen. Un cómputo actual muestra que se ha propuesto recientemente cerca de 2-3 BPCD de capacidad para abastecer el Noreste, con algo de esa capacidad nueva conectada a los suministros de la Isla Sable.²¹ En resumidas cuentas, los proyectos en la Tabla II-4 proponen agregar más de 7,700 millas de ductos y cerca de 11.5 a 12.5 BPC de capacidad. Se dan descripciones más detalladas de los proyectos en las Tablas II-5 a II-7. Estas también dan información sobre proyectos hacia el usuario (“downstream”) o hacia el punto de producción (“upstream”) que facilitarán la entrega de las importaciones.

Hay que tener en cuenta que existen planes para aumentar los suministros de la Costa del Golfo de México. Transco, Southern Natural y otras han anunciado recientemente proyectos diseñados a mover

²⁰ Se ha clasificado el proyecto de 2.2 BPCD de Great Lakes como abasteciendo el Medio Oeste, aunque la prensa comercial informa que éste se dirige al Noreste. Ya que la expansión duplicará la capacidad de Great Lakes a lo largo de su ruta existente al Medio Oeste, ésta tendrá la capacidad de suministrar al Medio Oeste.

²¹ Mientras que es muy temprano para predecir el éxito de las propuestas de importación de la Isla Sable desde la Costa Este de Canadá, las LDCs de New England y los usuarios finales han deseado por mucho tiempo estar al “comienzo” del gasoducto en lugar de estar al final de la larga línea de ductos de la Costa del Golfo y de Alberta.

volúmenes adicionales significativos de producción frente a la Costa del Golfo. Relacionado de alguna manera a todo esto, el más reciente estudio de Natural Resources Canada sobre las tendencias de la oferta de gas²² proyecta que la Costa del Golfo aumentará sus reservas y producción en los próximos cinco años, un cambio muy grande en comparación a sus proyecciones anteriores.

En la Sección VI de este reporte se compara como la demanda incremental pronosticada para nuestras tres regiones se equipara a la cantidad de capacidad de importaciones propuesta a ser aumentada. Esto se hace en el contexto de tres escenarios.

Tabla II-5

Proyectos del Medio Oeste						
Tamaño (MMPCD)	Nombre	Auspiciadores	Origen	Destino	Millas	Fecha de Conexión
700	Foothills/Northern Border	Foothills /Northern Border	Porción Canadiense: Frontera Alberta/ Saskatchewan. Porción E.U.: Frontera Montana/ Canadá	Porción Canadiense: Frontera Canadá/Montana. Porción E.U.: Chicago	460	11/98
1200	Viking Voyageur	TCPL, Viking Gas Trans. (Northern States Power)	Frontera Región Oeste Minnesota/ Canadá (Manitoba)	Area de Chicago	800	11/00
2200	Great Lakes	TCPL, Coastal	Interconexión TCPL Frontera Minnesota/ Manitoba	Interconexión TCPL con Union P/L, St. Clair, Michigan	1,000	11/98, 11/99
n/a	Expansión 2000	Foothills/Northern Border	Alberta	Frontera E.U. en Monchy, SA (Chicago)	n/a	11/00
1325	Alliance	18 productores canadienses	Región Norte de British Columbia	Chicago	1,869	1999
345	Amarillo System Alternative	Natural Gas P/L Co. of America	Harper, Iowa	Chicago	85	11/98

²² Natural Resources Canada, *Gas Supply Trends 1996-2002*, noviembre de 1996, pg. 4.

Tabla II-6

Proyectos del Medio Oeste al Noreste						
Tamaño (MMPCD)	Nombre	Auspiciadores	Origen	Destino	Millas	Fecha de Conexión
900	Independence	ANR, Transco (Williams)	Chicago a Defiance, OH	Leidy, PA (considerando extenderse a NYC)	370	11/99
750	n/a	ANR (Coastal)	Joliet, IL	Defiance, OH	72	n/a
n/a	Market Link	Transco	Expansión del gasoducto troncal	Eastern PA, NJ, NY	n/a	11/99
500	Spectrum	PanEnergy	Chicago	NYC, Newark, Philadelphia	n/a	11/98-11/00
500	Excelsior	PanEnergy	TETCO en NJ	NYC/Long Island/ Aeropuerto JFK	44	11/00
500-600	Niagara	TCPL, National Fuel Gas	Interconexión Canadá/Niagara Falls	Leidy, PA	150(e)	11/98, 11/99
500	n/a	Natural Gas P/L Co. of America	Chicago	Long Island	900	n/a
500	Eastern Express (contraflujo, "looping")	Tennessee Gas Pipeline (El Paso)	Dos Porciones: Chicago a Portland, TN; Niagara Falls	Ambas Porciones: Leidy, PA	116	11/99

e = estimado

Tabla II-7

Proyectos del Noreste						
Tamaño (MMPCD)	Nombre	Auspiciadores	Origen	Destino	Millas	Fecha de Conexión
440	Maritimes & Northeast	WestCoast, PanEnergy, Mobil	Porción Canadiense: Isla Sable. Porción E.U. : Frontera Maine/ Canadá	Porción Canadiense: Frontera Maine/ Canadá. Porción E.U.: Dracut, MA	630	11/99
178	PNGTS (Portland Natural Gas Transmission System))	J. Makowski, TCPL, Gaz Metropolitan, Bay State Gas, El Paso, MCN Investment	Interconexión TCPL en North Troy in NH, Gaz Metropolitan	Haverhill, MA	242	11/98
400	TransQuebec & Maritimes (TransMaritimes)	TCPL, Gaz Metropolitan	Isla Sable a Quebec	Quebec a interconexión PNGTS	650	11/99
1400	Nexus	TCPL (expansión del gasoducto troncal)	Región Oeste de Canadá (Manitoba)	Región Este de E.U. (a Great Lakes)	n/a	11/98
650	Millennium	Columbia, CMS Energy, MCN Energy, WestCoast	Lago Erie	Westchester, NY	380	11/99
200-300	Iroquois open season	Iroquois	Canadá	NYC	n/a	n/a

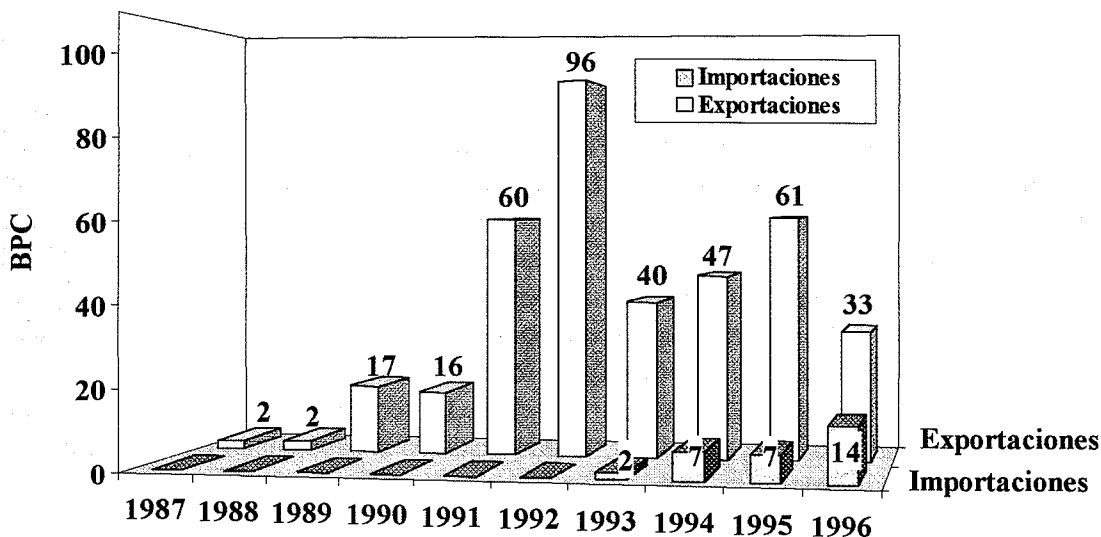
III. MERCADO MEXICANO

A. PANORAMA GENERAL

1. Niveles Históricos de Importaciones y Exportaciones

Desde mediados de 1980 se ha exportado más gas de Estados Unidos a los mercados mexicanos del que se ha importado de México. Durante el período de 1985 a 1992, Estados Unidos no importó gas de México. Desde 1993, los niveles de importación han sido muy pequeños, ascendiendo a 6.7 BPC en 1995 y a un estimado 13.7 BPC para 1996—menos del 1% de las importaciones estadounidenses de gas. Aunque las exportaciones de gas a México han sido más grandes que las importaciones, éstas también han sido bastante erráticas durante los últimos años (ver Figura III-1).

Figura III-1
Niveles Históricos de Exportaciones a México vs. Importaciones de México
de 1987 a 1996



Fuente: EIA *Natural Gas Monthly*, febrero de 1997 y mayo de 1986

De 1980 a 1988, los niveles anuales de exportación se mantuvieron entre 2 y 4 BPC. Después, las exportaciones empezaron a subir, de 17 BPC en 1989 a 96 BPC en 1992. Esto fue el resultado de preocupaciones con la contaminación del medio ambiente en áreas de la zona Sur (incluyendo la Ciudad de México), las que causaron que muchas industrias cambiaran a combustibles más limpios como el gas, bajo orden gubernamental. Esto aumentó la demanda en el Sur de México y desvió suministros del Norte, creando en su lugar una demanda más alta para las exportaciones de E.U. a México, a lo largo de la frontera. Después de alcanzar un máximo en 1992 con 96 BPC, las exportaciones tuvieron una caída después, debido al estancamiento económico de México. Desde 1992, las exportaciones cayeron a 40 BPC en 1993, una baja de 59%. Después, los niveles de exportación subieron gradualmente durante dos años a 61 BPC en 1995, antes de caer nuevamente en 1996, a 33 BPC. Esta última baja fue el resultado de un aumento planeado en la producción por Pemex (la compañía estatal de petróleo y gas).

2. Capacidad de Gasoductos

La capacidad importadora de México permanece a 350 MMPCD (128 BPC/Año), y no ha cambiado desde los 80's,¹ aunque Pemex esté promoviendo la construcción de 300 MMPCD de nueva capacidad en forma de un nuevo cabezal en Texas. Este cabezal conectaría el sistema de Pemex a un número de gasoductos inter e intraestatales. Además, Pemex recientemente completó una nueva estación compresora fronteriza para aliviar la presión por embotellamientos y mejorar la confiabilidad de las entregas.

La capacidad exportadora de México es de 889 MMPCD (o 325 BPC/Año), y no se han completado nuevos proyectos desde 1991. Sin embargo, se han propuesto recientemente varios proyectos nuevos de exportación. De acuerdo al EIA en *Natural Gas 1996: Issues and Trends*, estos proyectos propuestos actualmente tienen una capacidad exportadora total de 1,230 MMPCD. Todas las propuestas actuales se enfocan en satisfacer las necesidades de usuarios potenciales del sector industrial y de generación de energía eléctrica ubicados cerca de la frontera E.U. - México.

3. Pronósticos Publicados de Importaciones/Exportaciones

Las reservas mexicanas están entre los suministros más baratos del mundo, y se considera a México como el "gigante durmiente" con respecto a su potencial. Las reservas de gas estimadas por Pemex fueron 68 TPC en 1995, con una razón Reserva/Producción de 48 años,² pero los niveles de producción fueron bastante bajos durante los 80's y entrados los 90's, a medida que la exploración y el desarrollo del petróleo tomara prioridad sobre la exploración y el desarrollo del gas. Como parte de una estrategia intencional mexicana de desarrollar su mercado doméstico de gas y elevar la producción, Pemex aumentó la producción comenzando a finales de 1995 y entrado 1996. Sin embargo, esta estrategia se encontró con problemas temporales debidos a una explosión en julio de 1996 en la planta Cactus (en el Suroeste), lo que redujo por un tercio, la capacidad de procesamiento de gas. La pérdida de su capacidad de procesamiento forzó a México a depender de importaciones de Estados Unidos por dos meses para compensar el déficit. La reconstrucción de la planta (de 660 MMPCD) se terminó a finales de mayo de 1997, lo que restauró la capacidad de procesamiento de Pemex casi a sus niveles originales.

Según lo proyectado en pronósticos publicados, las perspectivas futuras para las exportaciones a México no son claras, o no necesariamente reflejan el estado actual de la capacidad productora de Pemex. El crecimiento de la demanda en el Noroeste de México, a lo largo de la frontera con E.U., podría estimular el crecimiento de las exportaciones de E.U. a México, ya que varios de estos mercados (Juárez, Mexicali, Tijuana, Rosarito) están aislados de las regiones de suministro mexicano, pero se encuentran cerca de las fuentes de abastecimiento estadounidense. La mayoría de las fuentes de suministro y los ductos de Pemex están en el Golfo de México y en el estado de Tabasco en el Sureste, lejos de los mercados norteños mexicanos, y de este modo, el sistema de gasoductos de Pemex está diseñado para que el gas fluya de Sur a Norte hacia la parte Central y Norte de México, con dirección a E.U.

¹ EIA *Natural Gas 1996: Issues & Trends*, pg. 173.

² International Energy Agency of the Organization for Economic Cooperation and Development, *Regulatory Reform in Mexico's Natural Gas Sector*, ("IEA/OECD Regulatory Reform") 1996.

Un reciente estudio proyecta que la demanda de gas en el Norte de México se duplicará para el 2000. El Norte de México está en condiciones para aumentar la demanda de gas debido al crecimiento de las instalaciones y las industrias exportadoras a lo largo de la frontera. Este mismo estudio estima que la demanda puede triplicarse o cuadruplicarse en ciertas áreas de México (Noroeste). En general, dicho estudio predice que Pemex puede suministrar los aumentos iniciales de la demanda, pero proyecta que empresas estadounidenses y canadienses verán crecer este mercado después del 2000.³

Tabla III-1

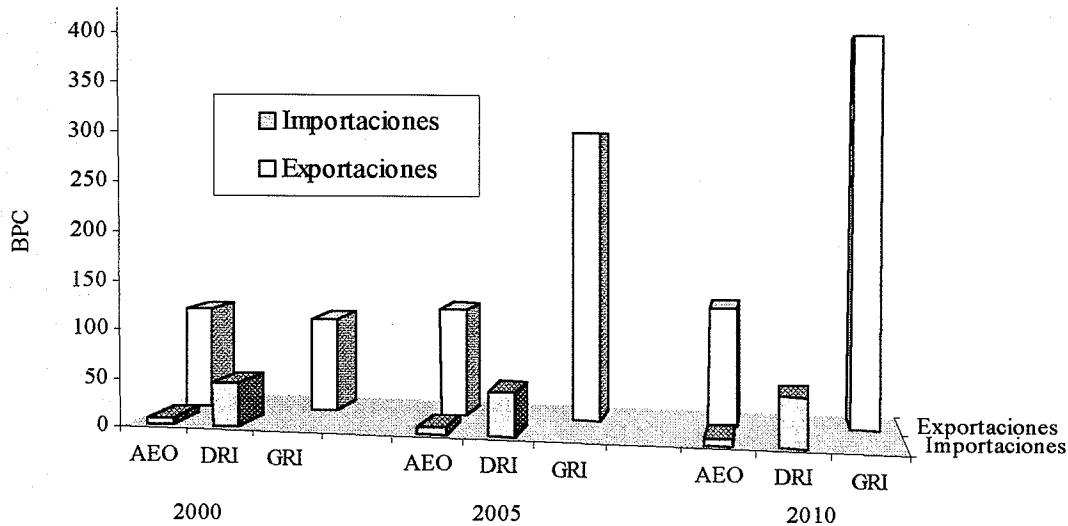
Proyecciones del Consumo Mexicano		
MMPCD	1996	2000
Región Noreste de México	565	1,000
Región Noroeste de México	100	400
Chihuahua	40	80

Fuente: Crossborder Services, Inc.

La Figura III-2 muestra que los pronósticos predicen en general que las exportaciones a México continuarán superando a los niveles de importación.

Figure III-2

Las Exportaciones a México Continuarán Superando a las Importaciones de México según todas las Proyecciones para el 2000, el 2005, y el 2010



Fuentes: EIA 1997 Annual Energy Outlook (AEO), DRI/McGraw-Hill (DRI), Gas Research Institute (GRI)

Mientras que una variedad de fuentes han proyectado niveles futuros de exportación e importación, existe una incertidumbre alrededor de esos estimados. Las fuentes pronosticadoras no se centran tan atentamente en el mercado importador/exportador mexicano como lo hacen en el mercado cana-

³ Estudio hecho por Crossborder Services, Inc., *Opportunities and Obstacles: Natural Gas Regulations, Infrastructure, and Markets in Mexico* ("Crossborder Study"), citado en Natural Gas Week 3/2/97.

diense, de modo que se dispone de menos detalle y análisis. No está claro en que grado las diversas proyecciones de la importación/exportación hayan tomado en cuenta la reciente restauración de la capacidad procesadora de Pemex. Además, en la medida en que Pemex tenga planes significativos de exportación a Estados Unidos, éstos no son de dominio público. México ha puesto en claro su intención de aumentar su mercado doméstico de gas, pero no se conocen sus planes para desarrollar el mercado exportador, ni tampoco el papel que tendrá Pemex en dichos planes potenciales.

Al examinar más cercanamente los pronósticos de exportación, la Figura III-2 revela una diferencia notable entre los pronósticos de AEO y los de GRI—es decir, AEO proyecta un crecimiento de las exportaciones constante y lento, mientras que GRI proyecta aumentos más dramáticos. Los pronósticos de importación cuentan una historia diferente. La Figura III-2 muestra que DRI espera un alza considerable de 14 BPC en 1996 a 45 BPC en el 2000. Sin embargo, después del 2000, tanto AEO como DRI esperan niveles de importación estables. En balance, las discrepancias en las proyecciones de importación y exportación solamente ilustran los problemas de llegar a pronósticos realistas para el mercado mexicano. Es difícil predecir lo que depara el futuro—teniendo en cuenta los cambios en las industrias energéticas mexicanas y en Pemex.

4. Marco Regulatorio

Tradicionalmente, la industria gasera ha estado nacionalizada bajo Pemex, que tenía el control exclusivo sobre la mayor parte de la industria. La producción de gas ha estado en un segundo plano en relación a la producción y desarrollo de la industria petrolera, ya que el gas es un derivado de proyectos petroleros (aproximadamente 80% del desarrollo del gas está asociado con la producción de petróleo). Las altas tasas de rentabilidad de proyectos petroleros han significado que la inversión en dólares se haya canalizado a tales proyectos en lugar de proyectos de gas no asociado, durante la última década, lo que conllevó a niveles pequeños de actividad en la exploración y el desarrollo de la industria del gas. Por ejemplo, los niveles de perforaciones de gas disminuyeron de 303 pozos en 1985 a escasos 72 en 1994. De acuerdo al Instituto de Investigación de Energía Canadiense (“CERI”), entre 1980 y 1993, se terminaron sólo 79 pozos exploradores de gas, es decir 6 por año, mientras que Canadá y Estados Unidos tuvieron un promedio de más de 880 y 1,100 pozos/año durante el mismo período.⁴ Estas restricciones en el desarrollo de las reservas de gas y su producción mantuvieron la producción de gas mexicano a niveles bajos hasta fines de 1995. En ese momento, Pemex empezó a aumentar su producción debido a las reformas reguladoras y a programas para desarrollar la industria gasífera. El desarrollo de yacimientos de gas en la cuenca de Burgos en el Noreste de México es un ejemplo de la nueva atención que se presta a la industria de gas.

La reforma regulatoria en la industria del gas es parte de un esfuerzo grande para reestructurar ampliamente la industria energética y de ese modo contribuir a mejorar la economía mexicana. A mediados de los 90's, México comenzó a cambiar su monopolio de industrias energéticas tradicionalmente reguladas a sistemas más competitivos. Históricamente, Pemex ha tenido el monopolio en el transporte y ha dominado en la distribución. En febrero de 1996, el Secretario de Energía anunció un plan de cinco años, el Programa para el Desarrollo y la Reestructuración del Sector Energético 1995-2000 (“Program for the Development and Restructuring of the Energy

⁴ CERI (Roland George and Paul Mortesen), *Toward a Continental Natural Gas Market: The Integration of Mexico*, Calgary, Alberta, Estudio No. 63, agosto de 1995.

Sector 1995-2000”). Los trabajos reestructuradores se centran en la industria de Gas Natural, la generación de energía eléctrica, y en aumentar la competitividad de Pemex. La puesta en práctica a fines de 1995, del Reglamento de Gas Natural y del Decreto Regulador de Energía (“Natural Gas Act and the Energy Regulatory Act”) ha formado la base para esta reestructuración. El Reglamento de Gas Natural permite que empresas tanto domésticas como extranjeras puedan almacenar, transportar, distribuir, y comercializar el gas natural en el país. En cuanto al transporte, Pemex continuará manejando sus activos, pero competirá con compañías privadas al mismo tiempo que, la propiedad de las reservas y la producción seguirá en manos del estado por medio de Pemex. En cuanto a la distribución, muchos de los activos de Pemex se venderán a compañías privadas.

El Decreto Regulador de Energía aumentó la independencia y autonomía para regular los mercados de gas y de electricidad, de una comisión similar a la FERC, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la que anteriormente estaba bajo la Secretaría de Energía mexicana. La CRE ha trabajado conjuntamente con la empresa estatal de generación y distribución de energía eléctrica—la Comisión Federal de Electricidad (CFE)—en medidas para ayudar el pase de las industrias de gas y eléctricas a un ambiente más competitivo. En general, los cambios en la parte del gas se han centrado en (1) autorizar la propiedad e inversión extranjera, (2) permitir el acceso abierto a los usuarios, y (3) alentar el desarrollo del mercado de gas. La próxima sección aborda estos cambios detalladamente.

B. PERSPECTIVAS FUTURAS

1. Cambios Regulatorios

Propiedad e Inversión Extranjera

La larga historia mexicana de propiedad estatal ha dado como resultado limitadas inversiones en recursos energéticos. Durante la última década, la baja inversión resultante ha obstaculizado el desarrollo de las reservas y la producción de gas, y por lo tanto se han vuelto necesarias fuentes de financiamiento adicionales. El Ministerio de Comercio de Estados Unidos informa que durante los próximos cinco años, México requiere unos \$3 billones de dólares para mejorar y aumentar su industria de gas natural.⁵

Como consecuencia de esto, desde fines de 1995 el Congreso mexicano ha tomado medidas para disminuir las restricciones en cuanto a la propiedad e inversión privada en la industria de gas, las cuales han estado restringidas desde 1938. Ahora se permite la propiedad extranjera de hasta un 100% en el transporte, almacenamiento y distribución de gas,⁶ como también en la construcción de gasoductos de transporte (pero no de recolección). Se permite también que el sector privado tenga propiedad de porciones del mercado de generación de energía eléctrica. Las empresas privadas pueden construir, poseer, y operar instalaciones generadoras para usos limitados y hasta ciertos tamaños (30 megawatts). La energía excedente de estas instalaciones debe ser exportada o vendida a la CFE. La generación de energía eléctrica para el mercado público, debe ser vendida primeramente a la CFE.

⁵ U.S. Department of Commerce, *NAFTA Facts*, document #1100, 3 de febrero de 1997.

⁶ U.S. Department of Commerce, *NAFTA Facts*, document #1100, 3 de febrero de 1997.

Acceso Abierto

La CRE requerirá que todos los sistemas de gasoductos y de almacenamiento trabajen en un esquema de acceso abierto. El acceso abierto se desarrolla en cuatro etapas: (1) la apertura de porciones aisladas del sistema de gasoductos, como los sistemas de Naco, Piedras Negras, y Ciudad Juárez cerca de la frontera con E.U., (2) el dar acceso en el sistema del Norte a importaciones de más de 5 MMPCD, (3) el acceso abierto para ventas a la salida de la planta de más de 5 MMPCD, (4) el acceso abierto a través de todo el sistema, sin tener en cuenta la ubicación. Eventualmente, las empresas extranjeras y domésticas tendrán pleno acceso a los usuarios de Pemex.

Además, la CRE está trabajando para desarrollar un mercado secundario para la capacidad. Los derechos de capacidad pueden ser traspasados a otros grupos. Comenzando en 1998, se requerirá que los permisionarios del transporte reporten capacidad disponible no contratada en un sistema de información nacional.⁷ Finalmente, la CRE también ha establecido la regulación de tarifa máxima ("price cap"), y el impuesto a importaciones de gas a México (actualmente 6%) expirará para el 2003.⁸

2. Desarrollo de la Industria del Gas en México

De acuerdo a un estudio reciente realizado por Crossborder Services sobre el mercado mexicano,⁹ las medidas tomadas por este país para desarrollar su mercado de gas son parte de un plan premeditado para aumentar las exportaciones de petróleo, modernizar Pemex, y reducir la contaminación ambiental. La revitalización del mercado de gas está ligada muy cercanamente a los mercados de electricidad y de petróleo, ya que varios cambios en el mercado de electricidad explícitamente favorecen el uso del gas, y también porque mucha de la producción de gas (80%) está asociada con la producción de petróleo.

En marzo de 1997, el Secretario de Energía Jesús Reyes Heróles se dirigió a ejecutivos de la industria energética en una conferencia en Houston, en donde discutió los planes que tiene México para desarrollar su producción nacional y aumentar su mercado doméstico. La expectativa es que un sector energético dinámico apoyará el crecimiento de la economía mexicana en general. En 1994, la participación del gas en el consumo total energético fue 30%; para el 2005, México tiene como objetivo una participación del gas de 50% en el consumo energético. En el pasado, México asumía que iba a necesitar acceso a suministros gasíferos canadienses, pero en lugar de eso, en la actualidad México tiene la intención de desarrollar sus propias reservas. Después de una década de inversiones de capitales retrasadas o atenuadas, el presupuesto de Pemex está en su punto máximo en los últimos

⁷ IEA/OECD *Regulatory Reform*.

⁸ En 1993, NAFTA (Tratado de Libre Comercio de América del Norte) estableció un impuesto a las importaciones de gas de México. Este impuesto empezó en 10% y ha bajado 1% al año hasta su nivel actual de 6%. Mientras las importaciones de gas estén sujetas a este impuesto hasta el 2003, el Ministerio de Finanzas mexicano puede exonerar del impuesto para las importaciones a las ciudades en México que están hasta veinte millas de la frontera con E.U. Algunas compañías estadounidenses han expresado preocupación acerca de que este impuesto pueda desanimar acceso competitivo al mercado mexicano de gas natural, y han propugnado una derogación temprana del mismo.

⁹ Crossborder Study, cited in *Natural Gas Week*, 3 de febrero de 1997.

diez años, y ha subido un 20% respecto al presupuesto de 1996.¹⁰ Los proyectos recientes de desarrollo aumentaron la producción de 1.3 TPC/Año (nivel aproximado en que la producción había estado desde mediados de los años 80's) a 1.4 TPC/Año. Planes para desarrollar las cuencas de Reforma y Campeche podrían incrementar significativamente la oferta de gas.

Hay muchas facetas al enfoque de la CRE para desarrollar la industria del gas. En primer lugar, el gas es una parte fundamental de los planes de México para construir capacidad generadora de energía eléctrica. En segundo lugar, la CRE está desarrollando activamente sistemas de gasoductos de transmisión y sistemas locales de distribución de gas (LDCs) fuera del dominio de Pemex. Por último, la CRE está fomentando oportunidades de venta de gas tanto por empresas extranjeras como mexicanas.

Para el año 2000, las necesidades de energía eléctrica de México aumentarán por 12,000 megawatts (MW).¹¹ La CFE ha hecho que las plantas de ciclo combinado alimentadas a gas sean el eje de un programa de construcción de 9,000 MW de capacidad generadora durante los próximos cinco años. El gobierno mexicano planea tener 21 plantas de generación construidas para el 2000. Ya se ha invitado a inversionistas, tanto extranjeros como nacionales, para que liciten en cinco proyectos, que suman ocho plantas, en la región de la frontera con Estado Unidos. Un estudio estima que cuatro de esas plantas consumirán 400 MMPCD.¹² El primer proyecto, la planta Mérida de 440 MW, ya ha sido otorgado a un consorcio encabezado por AES de Virginia, Nichimen de Japón, y el Grupo Hermes, una empresa industrial mexicana. El proyecto relacionado del gasoducto de Mérida ha sido otorgado a un grupo encabezado por TransCanada PipeLines.

Además, las regulaciones ambientales programadas a tener efecto en 1998 deben estimular la demanda de gas, ya que muchos usuarios industriales y de generación de energía eléctrica tendrán que cambiar de petróleo a gas.

Como parte de la reestructuración de los sistemas de gasoductos de transmisión, Pemex ya no tendrá el control total sobre el transporte. Pemex retendrá los activos de transmisión existentes y, en el futuro previsto, se centrará en optimizar o expandir esos activos (por ejemplo, agregando compresión), más que construyendo nuevos gasoductos de transmisión. Pemex cree que esta estrategia es más económica, y por ende más competitiva, ya que actualmente tiene un excedente de capacidad en varias partes de su sistema. Las inversiones futuras para nueva transmisión serán llevadas a cabo por inversionistas privados por medio de un proceso de licitaciones. Ya se han otorgado dos proyectos grandes de transmisión—Mérida (al cual nos referimos arriba) y Samalayuca—y tres más se licitarán en Tijuana, Toluca, y Hermosillo. La Expansión Lateral de Samalayuca está encabezada por El Paso Energy. Varios de estos nuevos proyectos usarán el sistema de gasoductos de Pemex como un complemento.

Pemex también está en el proceso de traspasar sus intereses en activos de distribución, y la CRE está desarrollando activamente sistemas de distribución para las principales áreas metropolitanas. Por lo

¹⁰ Cambridge Energy Research Associates Executive Conference, citado en *Natural Gas Week*, 24/2/97.

¹¹ U.S. Department of Commerce, *NAFTA Facts*, documento #1100, 3 de febrero de 1997.

¹² Crossborder Study, citado en *Natural Gas Week*, 3 de febrero de 1997.

menos ocho sistemas LDC son o serán puestos a licitación. En 1996, el sistema de Mexicali fue ganado por DGN, un consorcio encabezado por Enova, Pacific Enterprises, y Proxima. A este mismo grupo se le otorgó el sistema LDC de Chihuahua a fines de marzo de 1997. Seis sistemas LCD más se licitarán a principios de 1997 (Hermosillo, Toluca, Tampico, Tecate, Rosarito, y Ensenada).

En general, Pemex está trabajando para volverse más eficiente para de ese modo, manejar el aumento de la competencia en la industria de gas natural y proveer más servicios de valor agregado para sus usuarios. Un ejemplo es el desarrollo del almacenamiento subterráneo. Actualmente, México no tiene almacenamiento subterráneo y usa el empaque para administrar el balance del sistema. Pemex concibe las instalaciones de almacenamiento como una forma de aumentar la confiabilidad del suministro y crear oportunidades de arbitraje en la nueva era de acceso abierto y de servicios desagregados.

3. Proyectos en Vías de Desarrollo

La participación de empresas estadounidenses en el mercado mexicano de gas cae en dos categorías: gasoductos de exportación de E.U. a México y proyectos LDC/generación de energía eléctrica dentro de México. La Tabla III-2 resume los gasoductos de exportación propuestos, que suman 1,230 MMPCD.

Como se observara anteriormente, se han otorgados dos proyectos de transmisión recientemente y otros tres más están o estarán pronto en el proceso licitatorio. Los proyectos se enfrentan con varios desafíos que van desde asuntos medioambientales y obstáculos económicos y reguladores en la medida en que las agencias reguladoras aprenden a poner en práctica políticas nuevas basadas en el mercado, así como dificultades en negociar derechos de propiedad. Además, la competencia entre empresas no mexicanas es una realidad que podría afectar la viabilidad de los proyectos.

Tabla III-2

Gasoductos de Exportación Propuestos de Estados Unidos a México					
Tamaño (MMPCD)	Nombre	Auspiciadores	Origen	Destino	Fecha de Conexión
200	Coastal States Export	Coastal States	Texas	México	n/a
208	Expansión Lateral de Samalayuca ¹³	El Paso Energy, Pemex	Clint, Texas	Planta de Generación Samalayuca II	1997
270	Midcon Texas Export/México	Midcon Texas	Midcon South System a Roma, Texas	Monterrey, MX	1997
500	Proyecto Vecinos	Southern California Gas, San Diego Gas & Electric	California	Baja California, MX	1998
40	Tenneco (El Paso) Baja Mexicali	Tenneco (El Paso)	California	Mexicali	1997
12	n/a	Gas Co. of New Mexico	New Mexico	México	n/a

Fuentes: *Foster Natural Gas Report; Natural Gas Week; NRC Canadian Exports in the U.S.; Natural Gas 1996: Issues and Trends; Inside FERC's Gas Marketing Report; California Energy Markets; American Gas Association Policy Analysis Issue Brief 1996-06, U.S. Mexico Natural Gas Issues*, 22 de marzo de 1996; U.S. Department of Commerce *NAFTA Facts Doc. #1100*.

Las empresas estadounidenses y canadienses están cada vez más activas aún en proyectos que son completamente “domésticos” para México. TransCanada esta abriendo una oficina en México para el Proyecto Mérida, ésto establece un trampolín para facilitar su participación en proyectos adicionales. TransCanada ha declarado públicamente la importancia de México en sus objetivos de inversión. La Tabla III-3 resume los proyectos domésticos mexicanos de LDC y de generación de energía eléctrica en los que empresas estadounidense participan actualmente.

La licitación del gasoducto de Mérida (que fue otorgada al grupo TransCanada) también incluyó Enron y un consorcio con NOVA y Williams, además de varias empresas mexicanas. El proyecto de licitación LDC de Mexicali incluyó la Public Service Company de New Mexico, la que también licitará en el proyecto LDC de Chihuahua a pesar de haber perdido la de Mexicali. Según como se observó anteriormente, las primeras dos licitaciones de sistemas LCD fueron otorgadas a un consorcio encabezado por compañías de E.U. Los seis sistemas adicionales que se licitarán a principios de 1997 (Hermosillo, Toluca, Tampico, Tecate, Rosarito, y Ensenada) probablemente atraigan otras compañías de Estados Unidos y Canadá.

¹³ La solicitud para la Expansión Lateral Samalayuca se presentó en 1993. En febrero de 1997, El Paso solicitó una reducción de tamaño (de 330 MMPCD y con un costo de \$60 millones, a 208 MMPCD con un costo de \$15 millones), para eliminar instalaciones propuestas del gasoducto troncal, y para cambiar de tarifas “rolled-in” (promediadas) a tarifas incrementales. Una reevaluación determinó que CFE necesita menos de 300 MMPCD, y que cambios en el costo y en el tratamiento de la tarificación daba beneficios al usuario (para abordar preocupaciones presentadas por quienes protestaron).

Tabla III-3

Participación de E.U. y Canadá en Proyectos Mexicanos de LCD/Generación de Energía Eléctrica				
Tamaño	Proyecto	Auspiciadores	Descripción	Fecha de Conexión
440 MW	Planta de Generación Eléctrica de Mérida	AES (Virginia), Nichimen (Japón), Grupo Hermes (México)	Planta de ciclo combinado alimentada a gas	2000
370 MMPCD	Gasoducto de Mérida	TransCanada, International Generating, Gusta Construcciones	Abastecer la planta energética Mérida (arriba).	9/99
100 MMPCD	Compañía Distribuidora de Gas Natural (LDC Mexicali)	Enova, Pacific Enterprises, Proxima	LDC para el área de Mexicali	n/a
n/a	LDC Chihuahua	Enova, Pacific Enterprise, Proxima	LDC para el área de Chihuahua	n/a
700 MW/ 175 MMPCD	Planta de Generación Eléctrica de Samalayuca	El Paso, International Generating, General Electric	Ciudad de Juárez, MX	n/a
n/a	LDC Ciudad de México	TransCanada, NorAm, Grupo Gusta	Desarrollar la infraestructura del sistema LDC	n/a

Fuentes: *Foster Natural Gas Report; Natural Gas Week; NRC Canadian Exports in the U.S.; Natural Gas 1996: Issues and Trends; Inside FERC's Gas Marketing Report; California Energy Markets; American Gas Association Policy Analysis Issue Brief 1996-06, U.S. Mexico Natural Gas Issues*, 22 de marzo de 1996; U.S. Department of Commerce *NAFTA Facts Doc #1100*.

En muchos casos, el éxito de un proyecto dependerá de la cooperación de Pemex, ahora un competidor, debido a su actual propiedad de los gasoductos y de los activos de distribución. Será interesante ver en que termina la dinámica entre Pemex y sus nuevos competidores. Todavía se tienen que solucionar problemas tales como qué activos de Pemex se venderán, y cómo funcionarán las interacciones y transacciones entre Pemex y las LDCs.

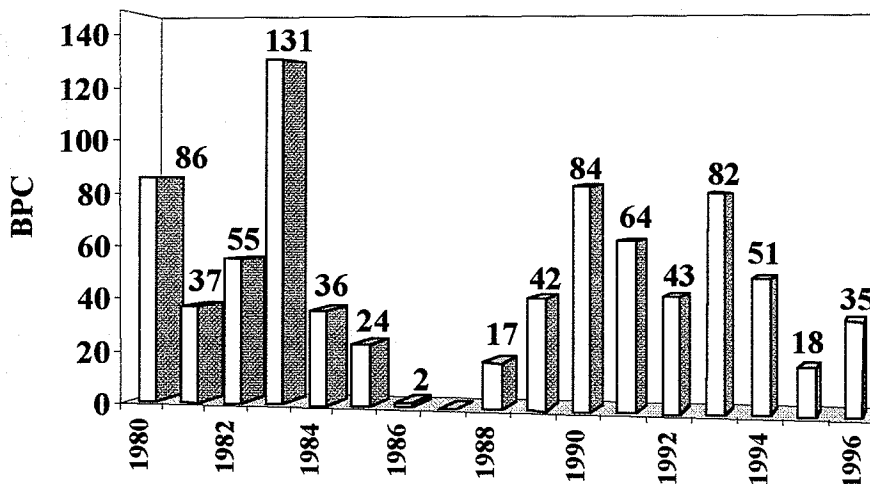
IV. IMPORTACIONES DE GNL

A. PANORAMA GENERAL

1. Niveles Históricos de Importaciones

El Gas Natural Licuado (GNL) continúa siendo una pequeña fuente especializada de suministro para Estados Unidos, que ha importado casi todo su GNL de Algeria desde fines de los 70's.¹ La Figura IV-1 muestra la historia de las importaciones de GNL, las cuales han sido altamente variables a lo largo de los años.

Figura IV-1
Niveles Históricos de Importaciones de GNL
de 1980 a 1996



Fuente: EIA *Natural Gas Annual* and *Natural Gas Monthly*

La reciente disminución de los niveles de importación después de 1993 es el resultado de una capacidad de producción reducida en Algeria. En 1994, Sonatrach, la compañía nacional de petróleo y gas, comenzó un proyecto grande de renovación en sus plantas, lo que disminuyó la capacidad significativamente. Durante algunos meses en 1994, 1995, y 1996, Estados Unidos no recibió ninguna importación de GNL. Para 1996, las importaciones sumaron 35 BPC, o 1% del total de las importaciones de ese año. Esta situación puede cambiar en un futuro cercano ya que las renovaciones casi están terminadas, lo que significaría que una capacidad significativa vuelva a conectarse al sistema.

2. Exportaciones a Japón

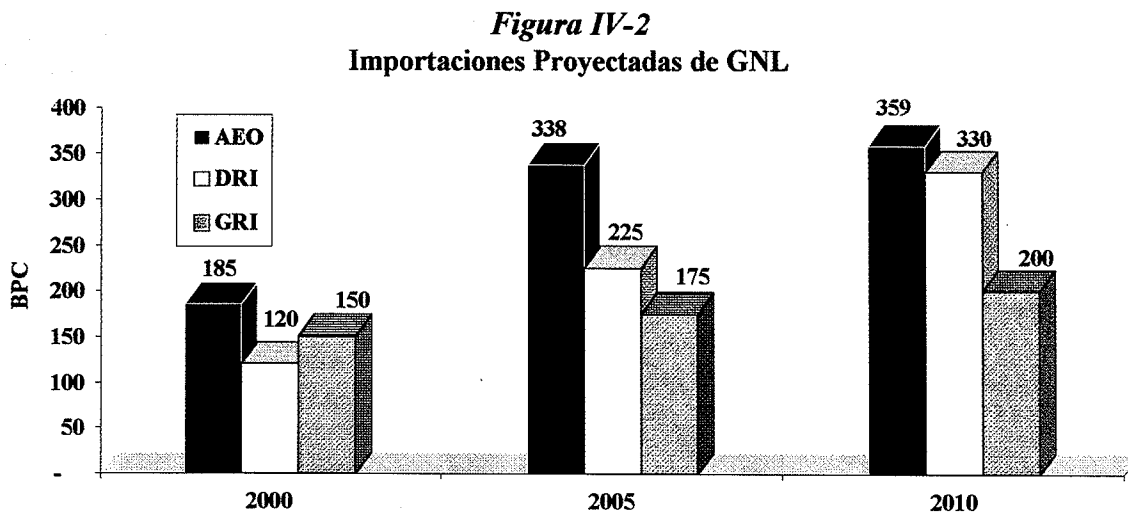
Las exportaciones a Japón han aumentado gradualmente durante la mayor parte de los 80's y los 90's. De 1980 a 1992, las exportaciones se mantuvieron entre 45 y 54 BPC. Desde 1993, las exportaciones han aumentado a 68 BPC en 1996. Las tres proyecciones publicadas (AEO, DRI, GRI) uniformemente proyectan niveles fijos de exportaciones, de 65 BPC por lo menos hasta fines del 2010.

¹ La excepción fue 1986, cuando se importaron 1.7 BPC de Indonesia.

B. PERSPECTIVAS FUTURAS

1. Importaciones Futuras y Disponibilidad de la Producción Algeriana

La Figura IV-2 describe los niveles pronosticados de importaciones de GNL por AEO, DRI, y GRI:



Fuente: EIA *Natural Gas Annual* and *Natural Gas Monthly*

Con las renovaciones algerianas casi terminadas, los pronosticadores consistentemente esperan que los niveles de importaciones de GNL aumenten, pero hay cierta variabilidad en las estimaciones publicadas. El promedio de los tres pronósticos es 152 BPC para el 2000 y 246 BPC para el 2005; éstos representan entre 3% y 7% de las importaciones proyectadas (basadas en pronósticos publicados y proyecciones en este estudio)—en general, una porción pequeña, pero de todos modos, un aumento respecto a los niveles históricos de los 80's y los '90's. Una razón para este aumento total puede ser que parte de la capacidad existente de Sonatrach, utilizada actualmente por otros usuarios pronto puede quedar disponible para la exportación a E.U.—el resultado de la terminación del gasoducto Maghreb-Europa que llevará gas directamente desde los campos algerianos a Portugal y España. Sin la necesidad de licuar el gas que puede entonces ser llevado a través del gasoducto, la capacidad de Sonatrach ahora utilizada para España quedará disponible.

Sin embargo, un estudio citado por NRC proyectó niveles de zero para las importaciones de GNL en el 2000.² Es posible que Algeria elija aumentar sus exportaciones a E.U. para reemplazar el potencialmente inexistente comercio español de GNL, pero no se ha visto nada en la literatura publicada o en los datos, que de información sobre las futuras estrategias algerianas. Dado el rango de incertidumbre de las proyecciones y la pequeña cantidad en relación al total de las importaciones, el GNL probablemente se mantendrá como una fuente de suministro no estratégico durante los próximos diez años.

² NRC *Canadian Gas Exports in the U.S.: 1995 Evaluation and Outlook*, Marzo de 1996, pg. 20.

Además, las primeras importaciones de GNL australiano a Estados Unidos estaban programadas a empezar a fines de Mayo de 1997. La Cabot LNG Corporation debe enviar 2.75 BPC a Boston, con envíos adicionales a fines de 1997.³

2. Papel del Mercado Estadounidense en Proyectos de GNL

Estados Unidos tiene actualmente sólo 4 instalaciones para la importación de GNL, lo que es una razón para el papel no-estratégico que tiene el GNL en la base del suministro total estadounidense. El GNL algeriano es importado a Massachusetts y Louisiana. La instalación de GNL en Cove Point, Maryland, actualmente no recibe importaciones de GNL; ésta es una instalación de licuado y almacenamiento que usa gas doméstico. En algún momento en el futuro, esta terminal podría aceptar envíos por buques cisternas de GNL, pero parece que este plan no tiene fechas específicas establecidas. La terminal de GNL en la Isla Elba, Georgia, podría también eventualmente recibir envíos por buques cisternas de GNL, empezando quizás a finales de 1997.

En el horizonte, hay empresas de GNL en donde el mercado de Estados Unidos juega un papel. Se proponen proyectos en Puerto Rico, Nigeria, Trinidad y Tobago, y Venezuela. En Nigeria, hay planes para construir una nueva instalación de licuado de gas en su costa Oeste, para exportar GNL a E.U. y a Europa. Este proyecto no espera estar en marcha antes del año 2000. En Puerto Rico, el proyecto de la Ecoeléctrica tiene a Enron codesarrollando una planta de un poder de 450-500 MW alimentada a GNL. Los planes incluyen regasificación, almacenamiento, e instalaciones para recibir importaciones. Se planea el arranque comercial para principios de 1998, y el suministro de GNL puede venir de Nigeria o Trinidad. Enron tiene una participación de 50% junto con Kenetech.⁴

El proyecto de Trinidad y Tobago es para construir una instalación de GNL en el Este de Trinidad, en conexión con otro proyecto para desarrollar reservas de gas natural frente a la costa. Los planes son de exportar gas empezando en 1999, a los mercados en el Noreste de Estados Unidos, a Europa, y a Puerto Rico. Amoco y British Gas son los socios más grandes. El proyecto de Exportación de GNL Cristóbal Colón en Venezuela, propone tanto desarrollar las reservas de gas (frente a la costa oriental) como también construir una instalación de licuado/exportación para exportaciones a Europa Occidental y también tal vez a Estados Unidos. La fecha de conexión al sistema para esta empresa es para mucho después del año 2000.

³ *Inside FERC's Gas Marketing Report*, 2 de mayo de 1997.

⁴ *Foster Natural Gas Report # 2080*, 16 de mayo de 1996.

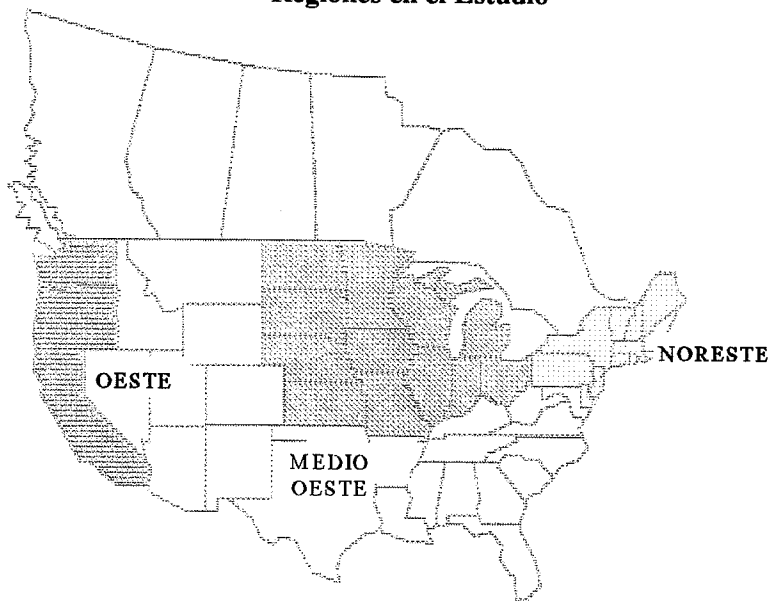
V. PROYECCIONES DE LA DEMANDA

A. FUENTES Y MÉTODOS

El crecimiento rápido de las importaciones canadienses durante los últimos diez años refleja el resurgimiento del gas natural en la economía de Estados Unidos. Las cogeneradoras, las compañías locales de distribución, los usuarios finales, y los comercializadores de gas, recurrieron a fuentes canadienses para proveer lo que requerían para crecer— ya sea capacidad de gasoductos, seguridad de precios, o competitividad del suministro en general. El crecimiento de la demanda doméstica, entonces, será un factor principal para determinar el nivel probable de futuras importaciones. Esta sección examina los pronósticos proyectados para la demanda de gas¹ para los años 2000 y 2005 en tres regiones de Estados Unidos, por sectores de uso final (residencial, comercial, industrial, y generación de energía eléctrica). Este estudio considera la demanda incremental—es decir, el crecimiento en la demanda—para cada uno de los dos períodos de cinco años, el crecimiento de 1995 al 2000, y el del 2000 al 2005, según el pronóstico de tres diferentes fuentes:

- 1) EIA's Reference Case del 1997 *Annual Energy Outlook* (AEO);
- 2) DRI/McGraw-Hill's *World Energy Service U.S. Outlook*, Otoño/Invierno 1996-97 (DRI);
- 3) Gas Research Institute's *1997 Baseline Projections* (GRI).

Figura V-1
Regiones en el Estudio



Las proyecciones son analizadas para las regiones Oeste, Medio Oeste, y Noreste de Estados Unidos según se muestra en el mapa de arriba.²

¹ Se usan “Demanda” y “Consumo” intercambiamente, e incluyen arrendamiento y combustible de planta (en Industrial) pero excluye la demanda de transporte. Se convirtieron los pronósticos de BTU a PC a una tasa de 1,000 BTU = 1 PC.

² Cada una de las fuentes definen sus regiones usando las Regiones del Censo de E.U. El Oeste corresponde a la Región Pacífico en AEO y Regiones Pacífico I y Pacífico II en el DRI y el GRI (con la excepción de Alaska

Se desarrollan pronósticos de la demanda³ mínima, máxima y promedio para el 2000 y el 2005, según la demanda total de cada región y según cada sector de uso final dentro de cada región.

La mínima y la máxima denotan los extremos bajos y altos del rango de los pronósticos publicados, mientras que la promedio es la media simple de los tres pronósticos, sacados tanto por región total como por sector de uso final dentro de cada región. El pronóstico promedio se usa para evaluar la demanda incremental esperada. Los rangos mínimos y máximos son útiles para evaluar el grado de incertidumbre de los estimados.

AEO fue la única fuente que incluyó datos de la demanda real durante 1995. De esta manera, se usará la demanda real AEO de 1995 como línea base para la demanda de 1995 para los tres pronósticos. Los pronósticos DRI y GRI son entonces estandarizados de acuerdo a los datos reales de AEO para 1995. Se hizo la estandarización determinando el porcentaje de crecimiento de 1995 al 2000 y del 2000 al 2005 para cada una de las fuentes pronosticadoras, y luego aplicando estos porcentajes de crecimiento a los niveles de la demanda real AEO de 1995.

B. ANÁLISIS NACIONAL

La Tabla V-1 muestra la demanda real para las tres regiones, según el sector, en 1995. El Medio Oeste es sin lugar a duda el mayor consumidor de gas de las tres regiones.

que ha sido retirada para este informe). El Medio Oeste consiste en las Regiones Censales Centro Noreste y Centro Noroeste, las que corresponden exactamente en AEO, DRI y GRI. El Noreste combina New England y las Regiones Censales del Atlántico Medio, las que nuevamente se equiparan exactamente con las regiones en AEO, DRI, y GRI. Los estados específicos de cada región son:

<u>Oeste</u>	CA, HI, OR, WA
<u>Medio Oeste</u>	OH, WI, IN, MI, IL, KS, NE, ND, SD, MN, IA, MO
<u>Noreste</u>	MA, ME, VT, RI, NH, CT, PA, NJ, NY

Las definiciones regionales del NRC difieren para el Oeste de la siguiente manera:

<u>Oeste</u>	Incluye ID, NV
<u>Medio Oeste</u>	Incluye MT pero excluye KS, MO, NB

³ Nuevamente, esta demanda incluye arrendamiento y combustible en la planta pero excluye transporte.

Tabla V-1

Demanda Real en 1995 (MMPCD)					
Sector	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total — 3 Regiones	Total E.U.*
Residencial	1,697	5,434	3,010	10,141	13,726
Comercial	940	3,025	1,924	5,889	8,658
Industrial	2,509	5,589	2,145	10,243	26,685
Generación de Energía Eléctrica	1,570	444	1,300	3,314	9,699
Total por Región	6,717	14,492	8,380	29,587	58,762
Región como % del Total E.U.*	11.2%	24.1%	13.9%	49%	---

* Cifra Total E.U. no incluye transporte.

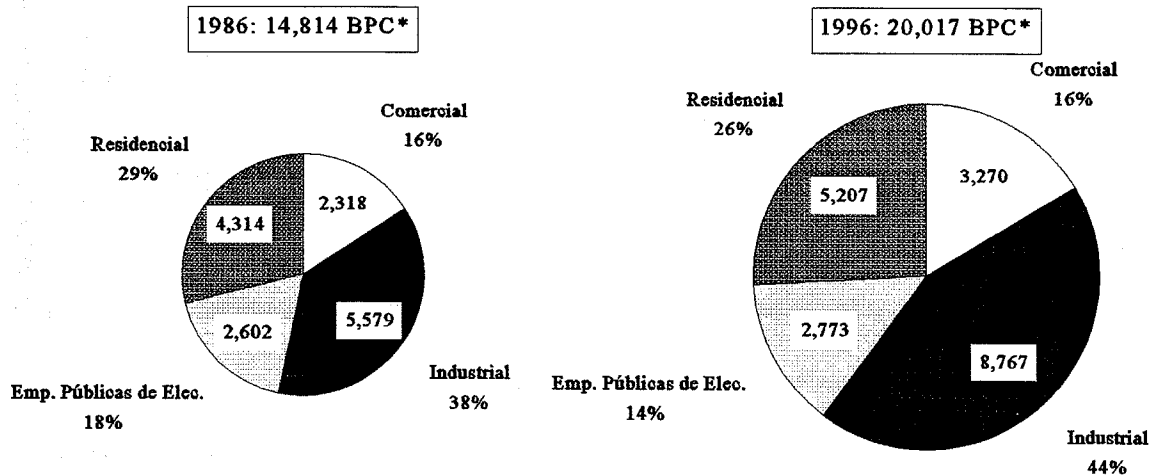
Fuente: DOE/EIA 1997 *Supplement to the Annual Energy Outlook*

En general, durante los últimos diez años una porción grande del crecimiento de la demanda estadounidense de gas ha provenido de la generación de energía eléctrica. El aumento total en el uso de gas para la generación de energía eléctrica estaba centrado mayormente en generación por entidades que no son empresas de servicio público (tales entidades se llamaron “NUG” en este reporte). En 1986, Estados Unidos tuvo una demanda total de gas de 14,814 BPC. Para 1996, esta cifra era 20,017 BPC, un aumento de 5,203 BPC. Sin embargo, la demanda debida a las empresas públicas de electricidad aumentó sólo 171 BPC. El 60% del crecimiento de la demanda (3,188 BPC) provino del sector industrial, que incluye generación de energía eléctrica por entidades que no son empresas de servicio público (como la midiera EIA). La porción no-NUG del sector industrial no creció a tal paso; probablemente, entonces, la causa del aumento fue el crecimiento NUG.⁴

⁴ Fuente: EIA *Natural Gas Annual 1995 and Natural Gas Monthly 2/97*. Este es un total para sólo cuatro sectores: residencial, comercial, industrial (incluye generación de energía eléctrica por empresas NUG), empresas de servicio público de electricidad. Nótese que la categoría “empresas de servicio público de electricidad” según la definen datos históricos del EIA no incluye demanda NUG (la que es clasificada en Industrial). Sin embargo, en los datos EIA proyectados de AEO, la categoría “generación de energía eléctrica” sí incluye NUG.

Figura V-2

El Crecimiento en la Demanda Anual Estadounidense de Gas Natural de 1986 a 1996 Ha Sido Debido a Generación de Energía Eléctrica por Entidades que no Son Empresas de Servicio Público (NUG) en el Sector Industrial



*Nota: Las cifras totales concuerdan con aquéllas en la Tabla II-1 si se les adiciona arrendamiento, plantas, y combustible del gasoducto (1.4 BPC en 1986, 2.0 BPC en 1996).

Fuente: EIA *Natural Gas Annual*, 1995, Tabla 101
EIA *Natural Gas Monthly*, febrero de 1997, Tabla 3

A continuación se resumen la demanda proyectada, el crecimiento de la demanda, y las tasas de crecimiento de las tres regiones para el 2000 y el 2005. La Tabla V-2 muestra la demanda de gas proyectada para cada región en los años 2000 y 2005, y también la tasa compuesta de crecimiento anual (TCCA o "CAGR") para cada región. La demanda incremental para cada período de cinco años se muestra en la Tabla V-3.

Tabla V-2

Demanda Real y Proyectada (MMPCD)			
	Oeste	Medio Oeste	Noreste
Real 1995	6,717	14,492	8,380
2000 Proyecciones (Promedio)	7,749	15,421	8,786
De 1995 al 2000 TCCA*	2.9%	1.3%	1.0%
2005 Proyecciones (Promedio)	8,295	16,282	9,495
Del 2000 al 2005 TCCA*	1.4%	1.1%	1.6%

* Tasa Compuesta de Crecimiento Anual

Tabla V-3

Promedio de la Demanda Incremental (MMPCD)				
De 1995 al 2000	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Residencial	119	50	(2)	---
Comercial	104	71	72	---
Industrial	231	570	91	---
Generación de Energía Eléctrica	579	238	246	---
Total	1,032	929	407	2,368
Del 2000 al 2005	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Residencial	53	45	7	---
Comercial	51	58	25	---
Industrial	107	351	100	---
Generación de Energía Eléctrica	335	406	576	---
Total	546	861	709	2,116

Las proyecciones se muestran como un promedio de los tres pronósticos publicados. Aquí, es aparente que el crecimiento esperado de la demanda será más grande de 1995 al 2000 que del 2000 al 2005. Las Tablas A-1, A-2, y A-3 en el Apéndice dan información adicional, incluyendo detalles de cada pronóstico publicado.

Los datos regionales en la próxima sección revelan que se proyecta que mucho del crecimiento futuro de la demanda de gas venga de la generación de energía eléctrica. Los factores más importantes de la demanda de gas para generación de energía eléctrica son: las crecientes necesidades de energía, los retiros de capacidad de generación de energía eléctrica, el ritmo de la reestructuración eléctrica regional, y las preocupaciones o reglas ambientales que pueden favorecer la generación de energía eléctrica alimentada a gas.

C. ANÁLISIS REGIONAL

1. Oeste

La Tabla V-4 muestra la demanda real de 1995 para la región Oeste.⁵ El sector industrial es sin duda el sector más grande con 2,509 MMPCD. La generación de energía eléctrica es también un contribuyente importante a la demanda, representando 1,570 MMPCD. En general, esta región representa 11% de la demanda de gas de Estados Unidos.

⁵ Recuérdese que se eliminó Alaska. Dentro de cada sector, el consumo real de 1995 de Alaska (del EIA *Natural Gas Annual* 1995) fue retirado del sector consumidor. Para las proyecciones, se desarrolló un índice deflactor calculando la razón de la demanda de Alaska a la demanda total del Oeste para ese sector. Se usó este índice para ajustar los pronósticos publicados por sector. El deflactor se mantuvo constante para 1995, el 2000, y el 2005.

La Tabla V-5 presenta las demandas incrementales proyectadas para la región para el 2000 y el 2005, según el sector, de acuerdo a los pronósticos de las tres fuentes, y también el promedio de cada sector. La Tabla A-4 en el Apéndice contiene información adicional sobre las demandas totales (no incrementales) por sector, para cada fuente pronosticadora, además de la tasa compuesta de crecimiento anual durante los periodos de cinco años (para las cifras promedio).

Tabla V-4

Demanda Real 1995: Oeste			
Sector	BPC/Año	MMPCD	Porcentaje
Residencial	619	1,697	25%
Comercial	343	940	14%
Industrial	916	2,509	37%
Generación de Energía Eléctrica	573	1,570	23%
Total por Región	2,452	6,717	100%
Región como % del Total E.U.*	---	11.2%	---

* Cifra Total E.U. no incluye transporte.

Fuente: DOE/EIA 1997 *Supplement to the Annual Energy Outlook*

Tabla V-5

Demanda Incremental Proyectada (MMPCD): Oeste				
De 1995 al 2000	Promedio	AEO	DRI	GRI
Residencial	119	91	98	167
Comercial	104	75	147	90
Industrial	231	158	293	244
Generación de Energía Eléctrica	579	121	913	702
Total	1,032	444	1,451	1,202
Del 2000 al 2005	Promedio	AEO	DRI	GRI
Residencial	53	46	30	84
Comercial	51	49	50	53
Industrial	107	135	132	53
Generación de Energía Eléctrica	335	241	524	241
Total	546	471	735	431

Se estima que la demanda de gas en la región Oeste aumente por 1,032 MMPCD (un incremento de 2.9% según una base TCCA) de 1995 al 2000, de acuerdo al promedio de los tres pronósticos. Del 2000 al 2005, el aumento es solamente la mitad del primero, es decir, 546 MMPCD (TCCA de 1.4%). Para todos los sectores, la demanda incremental durante el segundo período de cinco años es aproximadamente la mitad de lo que fue durante el primer período de cinco años. La generación de energía eléctrica es el factor clave del crecimiento en cada período. De 1995 al 2000, la demanda incremental de generación de energía eléctrica es 579 MMPCD, la cual explica el 56% de la demanda

incremental total de la región de 1,032 MMPCD. Del 2000 al 2005, la demanda incremental de generación de energía eléctrica es 335 MMPCD, es decir, 60% de la demanda incremental total de la región.

Sin embargo, no existe ningún consenso entre las fuentes pronosticadoras sobre los aumentos proyectados. Nótese que mientras 1,032 MMPCD es el promedio de la demanda incremental de 1995 al 2000, el pronóstico AEO fue sólo 444 MMPCD, y el DRI fue 1,451 MMPCD. La diferencia clave está en sus proyecciones acerca de la demanda de gas debida a generación de energía eléctrica. AEO proyecta una demanda incremental para generación de energía eléctrica de 121 MMPCD, mientras que DRI proyecta 913 MMPCD. Este patrón se repite del 2000 al 2005. De concordar los dos pronósticos respecto a la generación de energía eléctrica, habría poca diferencia entre sus cifras. Un caso relevante, el pronóstico GRI se parece al DRI de 1995 al 2000, pero está más de acuerdo al AEO del 2000 al 2005—con la generación de energía eléctrica explicando la mayor parte de la diferencia.

Claramente, la demanda futura de gas en esta región depende de suposiciones acerca de generación de energía eléctrica alimentada a gas, con la demanda de gas originada mayormente por crecientes demandas de energía eléctrica. Además, porciones del Oeste (especialmente California) están a la vanguardia de la reestructuración eléctrica.

2. Medio Oeste

En 1995, casi un cuarto de la demanda de gas de Estados Unidos provino del Medio Oeste. El industrial y el residencial fueron los sectores más grandes con 39% y 37% respectivamente de la demanda regional. El comercial fue también un sector significativo con 21%. La generación de energía eléctrica fue pequeña, sólo 3% de la demanda, debido al predominio de capacidad eléctrica alimentada a carbón.

Tabla V-6

1995 Demanda Real: Medio Oeste			
Sector	BPC/Año	MMPCD	Porcentaje
Residencial	1,983	5,434	37%
Comercial	1,104	3,025	21%
Industrial	2,040	5,589	39%
Generación de Energía Eléctrica	162	444	3%
Total para la Región	5,290	14,492	100%
Región como % del Total E.U.*	---	24.1%	---

* Cifra Total E.U. no incluye transporte.

Fuente: DOE/EIA 1997 *Supplement to the Annual Energy Outlook*

Como en la sección anterior, la Tabla V-7 ilustra las demandas incrementales proyectadas para el 2000 y el 2005, según el sector y la fuente pronosticadora. Otra vez, el Apéndice contiene detalles adicionales en la Tabla A-5. A diferencia del Oeste, las proyecciones de crecimiento para el Medio Oeste son relativamente similares en el primer período de cinco años y el segundo. De 1995 al 2000,

el crecimiento de la demanda proyectado (promedio de los tres pronósticos) es 929 MMPCD (TCCA de 1.3%); del 2000 al 2005, el crecimiento proyectado es 861 MMPCD (TCCA de 1.1%).

Se proyecta que los sectores que expliquen el mayor crecimiento en cada uno de los periodos de cinco años serán el industrial y el de la generación de energía eléctrica. En cuanto al industrial, el crecimiento pronosticado de 1995 al 2000 es de 570 MMPCD (TCCA de 2%); esto es más del 60% del crecimiento de la demanda de la región. Del 2000 al 2005, el crecimiento de la demanda en el sector industrial es 351 MMPCD (TCCA de 1.1%), representando 41% del crecimiento de la demanda de la región.

De 1995 al 2000, la demanda de generación de energía eléctrica aumenta 238 MMPCD (TCCA de 9%) respecto a 1995. Este volumen es 26% de la demanda incremental de la región. Para el periodo del 2000 al 2005, se proyecta que el crecimiento de generación de energía eléctrica sea 406 MMPCD, (TCCA de 10%). En este segundo periodo, el crecimiento de la demanda de generación de energía eléctrica es 47% del crecimiento de la región.

Tabla V-7

Demanda Incremental Proyectada (MMPCD): Medio Oeste				
De 1995 al 2000	Promedio	AEO	DRI	GRI
Residencial	50	312	(89)	(73)
Comercial	71	137	81	(6)
Industrial	570	657	589	465
Generación de Energía Eléctrica	238	355	316	42
Total	929	1,461	898	428
Del 2000 al 2005	Promedio	AEO	DRI	GRI
Residencial	45	(3)	81	58
Comercial	58	36	44	94
Industrial	351	249	238	567
Generación de Energía Eléctrica	406	1,194	79	(54)
Total	861	1,476	441	665

Como en el caso de la región Oeste, al comparar las fuentes pronosticadoras se revela un grado de incertidumbre en las proyecciones de generación de energía eléctrica. Para el periodo de 1995 al 2000, los pronósticos de la demanda incremental para generación de energía eléctrica AEO y DRI son muy cercanos, con casi 300-350 MMPCD, mientras que la proyección hecha por GRI es significativamente más baja. Para el periodo del 2000 al 2005, hay nuevamente una amplia diferencia en los pronósticos para generación de energía eléctrica. En particular, el pronóstico AEO es un valor atípicamente alto, proyectando una demanda incremental para generación de energía eléctrica de más de 1 BPC, mientras que DRI y GRI esencialmente no proyectan crecimiento alguno.

3. Noreste

La Tabla V-8 muestra la demanda de gas en la región Noreste—8,380 MMPC—es decir, 14% de la demanda de Estados Unidos. El residencial es el sector dominante con 36% de la demanda total del

Noreste. Le siguen la demanda del sector comercial y la del industrial con 26% y 23%. La generación de energía eléctrica es el sector donde ésta es más pequeña, con 16% de la demanda de la región.

Tabla V-8

Demanda Real 1995: Noreste			
Sector	BPC/Año	MMPCD	Porcentaje
Residencial	1,099	3,010	36%
Comercial	702	1,924	23%
Industrial	783	2,145	26%
Generación de Energía Eléctrica	475	1,300	16%
Total para la Región	3,059	8,380	100%
Región como % del Total E.U.*	---	13.9%	---

* Cifra Total E.U. no incluye transporte.

Fuente: DOE/EIA 1997 *Supplement to the Annual Energy Outlook*

La Tabla V-9 describe las proyecciones de la demanda incremental según el sector, la fuente pronosticadora, y el promedio de los tres pronósticos. La Tabla A-6 en el Apéndice contiene más detalles, incluyendo tasas compuestas del crecimiento de la demanda promedio (promedio de los tres pronósticos y la demanda proyectada total).

Tabla V-9

Demanda Incremental Proyectada (MMPCD): Noreste				
De 1995 al 2000	Promedio	AEO	DRI	GRI
Residencial	(2)	(35)	47	(19)
Comercial	72	109	66	41
Industrial	91	135	167	(30)
Generación de Energía Eléctrica	246	609	(55)	185
Total	407	818	225	177
Del 2000 al 2005	Promedio	AEO	DRI	GRI
Residencial	7	(22)	74	(30)
Comercial	25	18	(5)	63
Industrial	100	(17)	104	214
Generación de Energía Eléctrica	576	971	258	500
Total	709	950	431	745

Se proyecta que la demanda en el Noreste para el período de 1995 al 2000 sea más baja que la del período del 2000 al 2005. En cada período la demanda de gas debida a la generación de energía eléctrica es el motor de crecimiento. Esto se debe principalmente a las fechas en que se retire la capacidad de generación nuclear y se la reemplace por generación alimentada a gas.

Durante el período de 1995 al 2000, el promedio de los tres pronósticos resulta en una demanda incremental de 407 MMPCD (TCCA de 1%). La mayor parte de esta demanda incremental, 246 MMPCD es debida a la generación de energía eléctrica, la cual se proyecta crezca a una tasa compuesta anual de 3.5% durante este período. El promedio de los pronósticos para la demanda incremental debida a la generación de energía eléctrica representa más del 60% del crecimiento de la región. Para el período del 2000 al 2005, se proyecta que la demanda incremental promedio aumente aún más, por 709 MMPCD (TCCA de 1.6%). Nuevamente, la generación de energía eléctrica tiene la mayor parte del crecimiento de la demanda, con 576 MMPCD—es decir, más de 80% del crecimiento proyectado de la demanda. Se estima que la demanda debida a generación de energía eléctrica tenga una TCCA de 6.5% durante estos cinco años. .

Cuando se examina cada uno de los períodos de cinco años, es aparente que existen amplias discrepancias de opiniones entre las tres fuentes pronosticadoras. A pesar de un crecimiento incremental promedio de 407 MMPCD, las proyecciones van desde 177 a 818 MMPCD. La proyección AEO es significativamente más alta que las otras dos—cerca de 600 MMPCD más alta; la variación en las proyecciones de la demanda debida a la generación de energía eléctrica explica la mayor parte de esta diferencia. En este caso, el AEO proyecta un crecimiento de la demanda de 609 MMPCD para la generación de energía eléctrica, DRI proyecta una *disminución* de 55 MMPCD, y GRI un crecimiento de 185 MMPCD. La misma situación existe para el período del 2000 al 2005. Sin embargo, esta vez, cada una de las proyecciones de la demanda incremental proveniente de la generación de energía eléctrica son algo más altas—AEO con 971 MMPCD, DRI con 258, y GRI con 500.

VI. PROYECCIONES DE FUTUROS NIVELES DE IMPORTACIONES

A. DIFICULTADES EN DESARROLLAR PROYECCIONES DE LAS IMPORTACIONES

El proyectar futuros niveles de importaciones es inherentemente difícil por varias razones. Primero, el nivel de importaciones depende de la competitividad de la oferta canadiense. En los últimos años, Canadá ha mostrado ser extremadamente competitivo en relación a las cuencas domésticas, con la oferta canadiense acaparando mucha de la demanda incremental en las tres regiones estadounidenses. Como resultado, los gasoductos de importación de Canadá han estado operando con factores de utilización de 90% o más. Este comportamiento es respaldado por varios análisis sobre la rentabilidad de las cuencas de suministro, los que tienden a ubicar a Alberta como una de las cuencas de costos más bajos para la próxima década. Sin embargo, existe una considerable incertidumbre en relación a si escenarios de altos niveles de importaciones pueden ser respaldados por el crecimiento continuo de los suministros canadienses.

Una segunda consideración es la magnitud de las importaciones tanto mexicanas como las de GNL. Como se discutiera previamente, ambas son en la actualidad relativamente insignificantes y no existen planes evidentes para aumentar dramáticamente cualquiera de estas dos fuentes en un futuro previsto. Aunque podría ser posible que esta situación cambiara en un futuro cercano, hay pocos datos confiables sobre los cuales desarrollar proyecciones. Según lo discutido en secciones anteriores, se tendrían que tomar y llevar a cabo ciertas decisiones políticas y estratégicas para que el gas mexicano o el GNL tuvieran un papel más importante. De esta manera, la incertidumbre proviene de factores que no están completamente relacionados a las fuerzas del mercado. Consecuentemente, las proyecciones que siguen se centran principalmente en importaciones canadienses y asumen que los suministros mexicanos y los de GNL se mantengan a los niveles relativamente moderados presentados anteriormente en aquéllas secciones respectivas de este reporte.

La consideración más significativa al proyectar el nivel de futuras importaciones de Canadá quizás sea determinar si se agregará nueva capacidad a gasoductos de importaciones y cuándo se hará esto. Como un ejemplo extremo de este punto, si no se agrega nueva capacidad, los aumentos en el nivel de importaciones estarán limitados a mejoras en el factor de utilización de los gasoductos ya existentes. En el pasado, los pronosticadores basaban sus estimados de importaciones (particularmente los de los cinco años siguientes) en volúmenes asociados con los entonces-anunciados proyectos para desarrollar la capacidad de importaciones. Esto, sin lugar a duda, se debía a la limitada frecuencia con que se anunciaban tales proyectos y a la formalidad y complejidad asociada con obtener la aprobación de proyectos de importaciones.

Hoy en día, debido a la continua integración de los mercados de gas natural de Estados Unidos y Canadá, y también a lo expedito de los procesos aprobatorios de importación/exportación, los gasoductos de importación tienen menos obstáculos que vencer. Las importaciones futuras dependerán del crecimiento de la demanda, del apoyo contractual de proyectos por los usuarios del sistema de transporte, y de su interjuego con los procesos reguladores de certificación.

Un enfoque es asumir que el volumen de propuestas exitosas estará directamente relacionado al volumen de la demanda incremental que se tenga que abastecer. Se podría puntualizar, por ejemplo, el proceso de convocatoria abierta en el Noreste que se llevó a cabo a finales de los 80's. En ese entonces, pasó algo similar al gran número de propuestas que han salido durante los últimos doce

meses, se sometieron varias propuestas para abastecer el crecimiento esperado en el Noreste. Muchas de las propuestas eran definitivamente duplicadas. Después de separar aquellos proyectos que eran claramente distintos, la FERC organizó un proceso regulador de certificación que redujo el volumen de los proyectos certificados pendientes a un nivel aceptable, por ejemplo, requiriendo que grupos que competían se asociaran y promovió otros medios también.

Una diferencia principal entre las circunstancias de hoy y el proceso del Noreste es que quizás no haya ningún proceso de racionamiento aplicable hoy en día. Es una pregunta abierta si la FERC tratará de reducir el número de proyectos al nivel pronosticado de la demanda incremental. Decisiones recientes sugerirían que la política de la FERC está dirigida principalmente a preocupaciones ambientales y a asegurar que los accionistas de los gasoductos se arriesguen a baja suscripción, más que a decidir si el gasoducto está abasteciendo demandas incrementales del mercado.

En consecuencia, un segundo enfoque es asumir que los productores y comercializadores canadienses, deseando capacidad de salida a los mercados de Estados Unidos, se suscriban a nuevos proyectos sin tener en cuenta si la capacidad satisface la demanda incremental. Una vez que se compromete y construye la capacidad, esos usuarios del sistema de transporte competirían en el mercado, lo que podría resultar en desplazamientos de suministradores ya existentes.

Por las razones arriba mencionadas, se examinarán tres diferentes escenarios sobre niveles probables de importaciones futuras. Cada escenario usa la misma suposición en cuanto a la participación de las importaciones para el Medio Oeste y el Noreste, y fija la del Oeste a un tercio de ésta.

B. EL ESCENARIO DE LA EXPANSIÓN INCREMENTAL

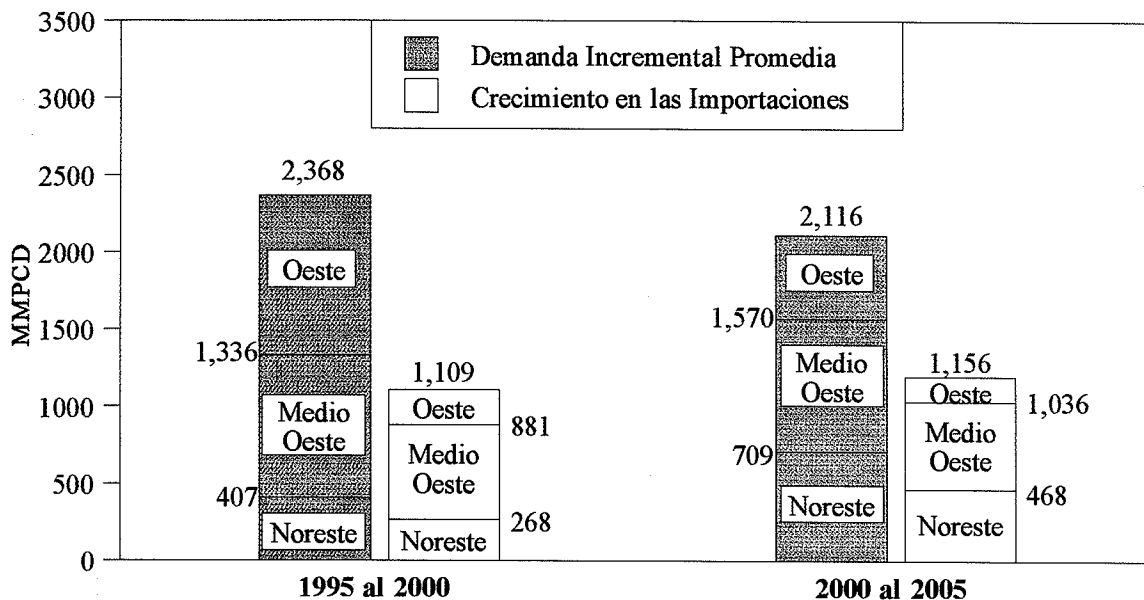
Nos referimos al primer escenario como el de la “Expansión Incremental.” En él, se asume que la oferta canadiense abastece dos tercios de la demanda incremental promedio en dos de las tres regiones. O sea, usando los pronósticos de crecimiento regional (es decir, demanda incremental) de 1995 al 2000 y del 2000 al 2005, se espera que las nuevas importaciones canadienses suministren 66% de esa cantidad en el Medio Oeste y el Noreste. Esta cifra es más alta de la que se vio en la historia reciente del Medio Oeste que fue 46% (referirse a la Figura II-2), pero menor que la del Noreste de 74% y la del Oeste de 174%. La suposición en el caso del Oeste es intencionalmente más baja dado las condiciones existentes del suministro: se supone que las importaciones canadienses acaparen 22% de la demanda incremental. En el fondo, el escenario de la Expansión Incremental asume un aumento estable y progresivo de las importaciones canadienses de acuerdo al crecimiento de la demanda de la región involucrada. La Figura VI-1 de abajo, resume los resultados de este escenario. Las Tablas A-7 y A-8 en el Apéndice proveen información detallada para este escenario.

En el Medio Oeste, el escenario de la Expansión Incremental proyecta que se necesitan 613 MMPCD de nuevas importaciones a lo largo del 2000 y unos 568 MMPCD adicionales de importaciones para el 2005. En cuanto al Noreste se proyecta que éste importe suministros adicionales de 268 MMPCD para el 2000 y otros 468 MMPCD para el 2005. En cada una de estas regiones, parecería que proyectos ya aprobados y pequeñas expansiones incrementales de gasoductos existentes podrían abastecer mucha, si no toda la demanda esperada.

En el Oeste, el escenario de la Expansión Incremental proyecta 227 MMPCD de crecimiento en las importaciones canadienses para el 2000 y 44 MMPCD para el 2005. Estos bajos estimados parecen

consistentes con la falta de nuevas propuestas de gasoductos que se someten en esa región. Dado el volumen de importaciones agregadas por el Oeste entre 1990 y 1995 y los efectos del desplazamiento de esas importaciones sobre los gasoductos y cuencas del Suroeste, parece probable que los suministros de la cuenca Permian tendrán que regresar a California de una forma más consistente antes de que se prosiga con proyectos de importaciones adicionales. Por estas dos razones, es probable que importaciones adicionales al Oeste tiendan a presentarse más tarde, en nuestro período de pronósticos.

Figura VI-1
Escenario de la Expansión Incremental
Comparación del Crecimiento de las Importaciones Canadienses con la Demanda Incremental
para las Tres Regiones



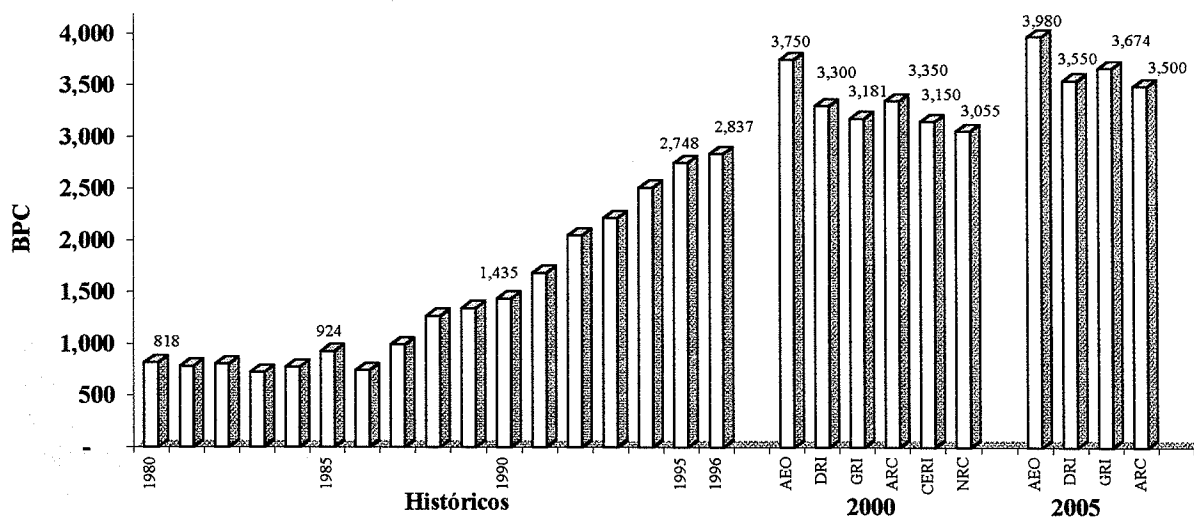
Se espera que la demanda incremental promedio, de 1995 al 2000, para la suma de las tres regiones sea 2.4 BPCD; del 2000 al 2005 se estima que ésta sea 2.1 BPCD. Durante estos dos períodos, las importaciones canadienses aumentarán 1.1 BPCD y 1.2 BPCD, respectivamente. El resultado será importaciones canadienses de 3.2 TPC en el 2000 y 3.6 TPC en el 2005. Estos niveles de importación significan participaciones de 27% y 29% en la demanda total de las tres regiones, o 13% y 14% de la demanda total de Estados Unidos, en el 2000 y el 2005. La Tabla VI-1 presenta los niveles de importación y sus participaciones en el mercado.

Tabla VI-1

Escenario de la Expansión Incremental				
Importaciones Anuales (BPC/Año) y Participación en la Demanda				
2000	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Total de Importaciones Canadienses en el 2000	1,178	1,230	745	3,153
Participación de las Importaciones en el 2000	42%	22%	23%	27%
2005	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Total de Importaciones Canadienses en el 2005	1,222	1,437	916	3,575
Participación de las Importaciones en el 2005	40%	24%	26%	29%

Estos estimados anuales ponen al escenario de la Expansión Incremental exactamente dentro del rango de pronósticos convencionales de importación de Estados Unidos preparados por EIA (AEO), GRI y DRI como lo muestra la Figura VI-2.

Figura VI-2
Niveles Históricos y Projectados de Importaciones Canadienses a E.U.



Fuente: EIA, NRC, DRI, GRI 1997 *Baseline Projections*, ARC Financial, Canadian Energy Research Institute (CERI)

Algo a notarse en estos pronósticos publicados es que éstos asumen un crecimiento en las importaciones que es dramáticamente más bajo que el de la historia reciente, cuando se aumentó sustancialmente capacidad nueva de importaciones al Oeste. La Tabla VI-2 presenta la tasa compuesta de

crecimiento anual (TCCA) de importaciones para tres períodos históricos recientes como también para los dos períodos pronosticados. Para calcular la TCCA, se usaron valores promedios de importaciones (de los pronósticos en la Figura VI-2) de 3,298 BPC para el 2000 y de 3,676 BPC para el 2005.

Tabla VI-2

Tasa de Crecimiento de los Niveles de Importación	
Período	Tasa Compuesta de Crecimiento Anual
Histórica (basada en datos del EIA/NRC)	
De 1980 a 1985	3%
De 1985 a 1990	9%
De 1990 a 1995	14%
Quince Años TCCA de 1980 a 1995	8%
Proyectada (basada en promedio de los pronósticos)*	
De 1995 al 2000	4%
Del 2000 al 2005	2%

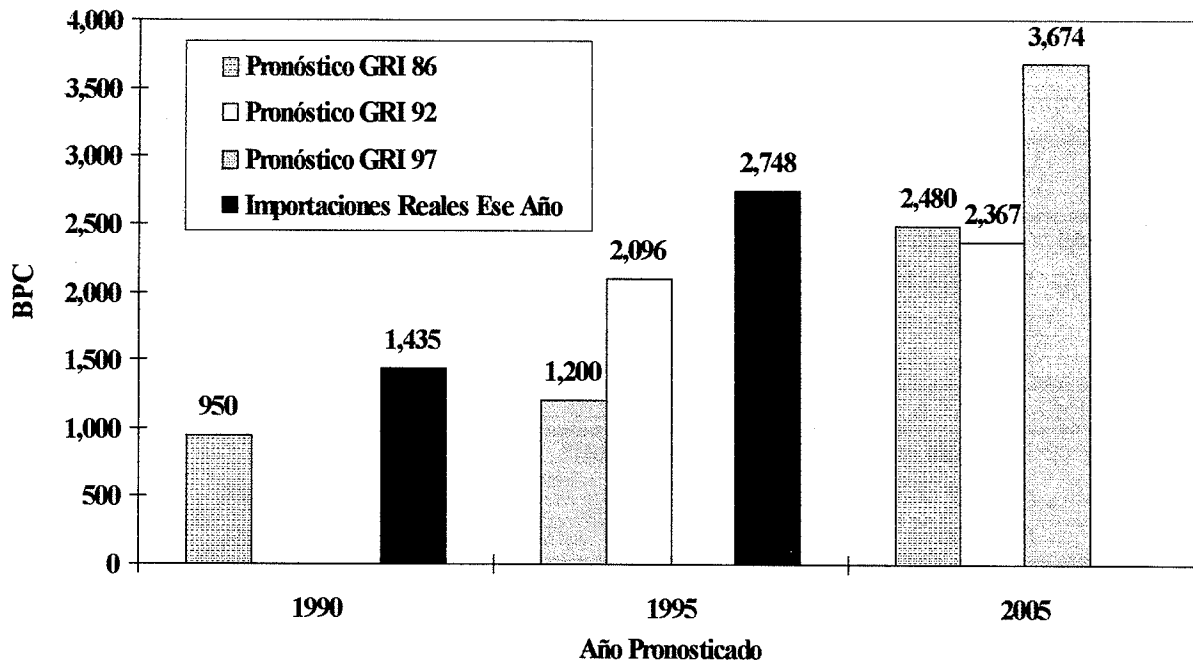
* Pronósticos del NRC, EIA (AEO), DRI, GRI, ARC Financial, Canadian Energy Research Institute (CERI)

Las importaciones crecieron a una tasa compuesta promedio de 9% de 1985 a 1990 y de casi 14% de 1990 a 1995. En contraste, pronósticos publicados recientemente implican una tasa de crecimiento de sólo 4% para el período 1995-2000 y de menos de 2% para el 2000-2005. Parte de la diferencia se explica por el hecho de que los valores históricos partieron de una base más pequeña. Sin embargo, se alcanzan similares conclusiones aun cuando se consideran cambios en el volumen de la importación. Las importaciones en 1990 fueron 500 BPC más grandes que aquéllas en 1985. Similarmente, las importaciones en 1995 fueron 1,300 BPC más grandes que las de 1990. Contrariamente, los pronósticos publicados esperan que las importaciones en el 2000 sean 550 BPC más grandes que aquéllas en 1995 y que las importaciones del 2005 sean 380 BPC más grandes que las del 2000.

Un segundo hecho a notar acerca de los pronósticos publicados es que éstos en el pasado han tenido una tendencia a subestimar las importaciones de Estados Unidos de gas canadiense. La Figura VI-3 compara los pronósticos GRI anteriores con resultados reales.

Figura VI-3

Proyecciones Pasadas Han Subestimado Niveles Reales de Importaciones de Estados Unidos de Gas Canadiense



Fuente: GRI Baseline Projection Data Book, varios años

En su pronóstico de 1986, GRI estimó importaciones en 1990 de cerca de 1.0 TPC/Año, implicando un crecimiento uniforme y constante en relación a los entonces niveles reales de cerca de 0.8-0.9 TPC/Año. En realidad las importaciones de 1990 fueron de más de 1.4 TPC/Año. De modo similar, GRI repitió suposiciones de un crecimiento uniforme y constante en su pronóstico hecho en 1992, acerca de las importaciones para 1995. A pesar del hecho que las importaciones reales de 1990 llegaron a 1.4 TPC, GRI pronosticó en 1992 que las importaciones de 1995 serían 2.1 TPC/Año. Las importaciones reales en 1995 llegaron a 2.7 TPC, casi 30% más altas que la cifra pronosticada tres años antes. Las proyecciones para el 2005 que se muestran en la Figura VI-3 continúan asumiendo el mismo crecimiento uniforme que ha subestimado las importaciones en el pasado.

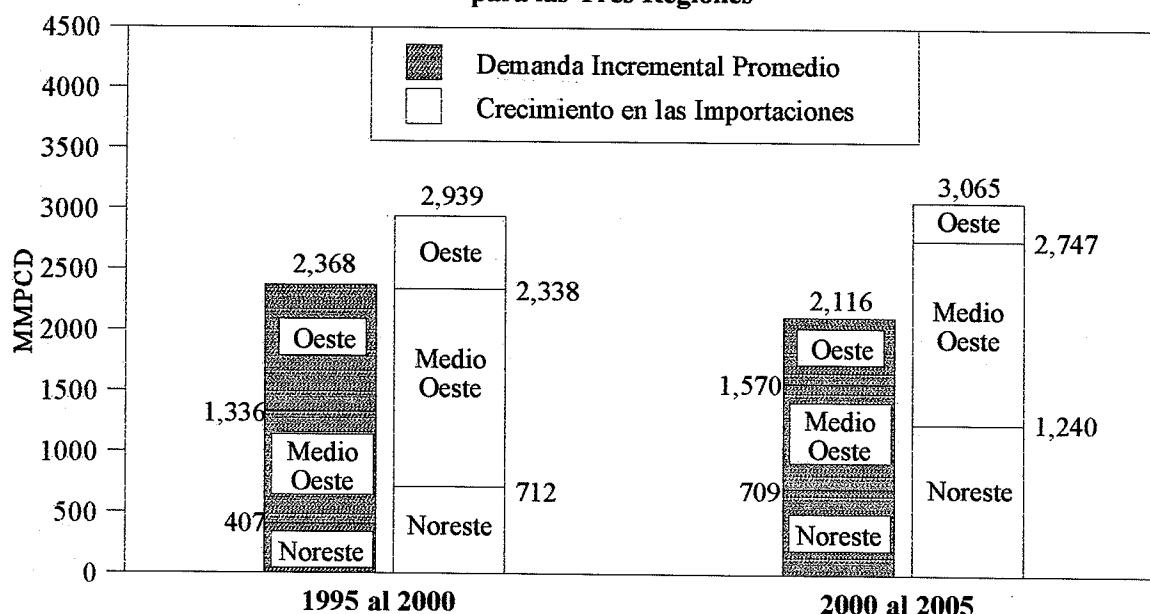
C. EL ESCENARIO DEL DESPLAZAMIENTO CANADIENSE

El segundo escenario, al cual se le refiere como el del “Desplazamiento Canadiense,” asume un nivel mucho más alto de importaciones canadienses en comparación al escenario de la Expansión Incremental. Específicamente, se asume que durante los períodos de 1995 al 2000 y del 2000 al 2005, el aumento de las importaciones canadienses sea 175% del crecimiento de la demanda en el Medio Oeste y el Noreste y 58% en el Oeste. En el fondo, este escenario asume que las importaciones canadienses no solamente suministrarán toda la demanda incremental en dos de las tres regiones durante esos períodos, sino que también desplazarán una cantidad significativa de la demanda existente que actualmente está abastecida por suministros domésticos de Estados Unidos. Los resultados del escenario del Desplazamiento Canadiense se presentan en la Figura VI-4. Nuevamente, en las Tablas A-9 y A-10 del Apéndice se encuentran los resultados detallados de este escenario.

Figura VI-4

Escenario del Desplazamiento Canadiense

Comparación del Crecimiento de las Importaciones Canadienses con la Demanda Incremental para las Tres Regiones



La demanda incremental promedio no cambia cuando se la compara con la del escenario de la Expansión Incremental con 2.4 BPCD para 1995-2000 y 2.1 BPCD para el 2000-2005. Lo que es diferente es que se espera que el suministro canadiense crezca 58% y 175% de esa demanda en comparación con 22% y 68% en el escenario anterior. Bajo estas condiciones, el crecimiento de las importaciones sube 2.9 BPCD durante 1995-2000 y 3.1 BPCD en el 2000-2005. Cuando se suma a los niveles de importación existentes en 1995, este escenario resulta en un total de importaciones canadienses de 3.8 TPC en el 2000 y 4.9 TPC en el 2005 (ver Tabla VI-3), estando estas últimas muy por encima de los estimados de cualquier pronóstico publicado recientemente.

Tabla VI-3

Escenario del Desplazamiento Canadiense

Importaciones Anuales (BPC/Año) y Participación en la Demanda

2000	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Total de Importaciones Canadienses en el 2000	1,315	1,599	907	3,821
Participación de las Importaciones en el 2000	46%	28%	28%	33%
2005	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Total de Importaciones Canadienses en el 2005	1,431	2,149	1,360	4,940
Participación de las Importaciones en el 2005	47%	36%	39%	40%

Para ser consistente con la experiencia de 1990-1995 de la región Oeste, este escenario es deliberadamente agresivo. Ahí, se demostró que el crecimiento de las importaciones canadienses podría más que compensar el crecimiento de la demanda doméstica. Durante ese período, el aumento de las importa-

ciones representó 174% de la demanda incremental en la región Oeste. El efecto de este volumen de importaciones se discutió previamente en este reporte.

El volumen representado por proyectos de importaciones propuestos recientemente en el Medio Oeste y el Noreste—la mayor parte se espera comience operaciones para el 2000— excede la demanda incremental pronosticada entre 1995 y el 2000. La suma de nueva capacidad de importación propuesta reportada en la Tabla II-4 está entre 7.4 y 8.3 BPCD (toda esta nueva capacidad está propuesta para el Medio Oeste o Noreste, pero ninguna al Oeste). Estos 7-8 BPCD representan 300% a 650% del crecimiento proyectado de la demanda para las dos regiones durante el período de 1995 al 2000 (1.3 o 2.3 BPCD, dependiendo en si se emplea el escenario del crecimiento promedio o el del alto crecimiento). Aún cuando se considera el crecimiento de la demanda hasta el 2005 (2.9 o 4.7 BPCD, dependiendo del escenario del crecimiento de la demanda que se use), los proyectos propuestos actualmente representan entre 150% y 300% de ese crecimiento de la demanda. De esta manera, sería posible alcanzar en el Medio Oeste y el Noreste el supuesto sobre la participación en el mercado de la demanda incremental inherente al escenario del Desplazamiento Canadiense, aún cuando no se propongan nuevos proyectos para estar en operación entre ahora y el 2005.

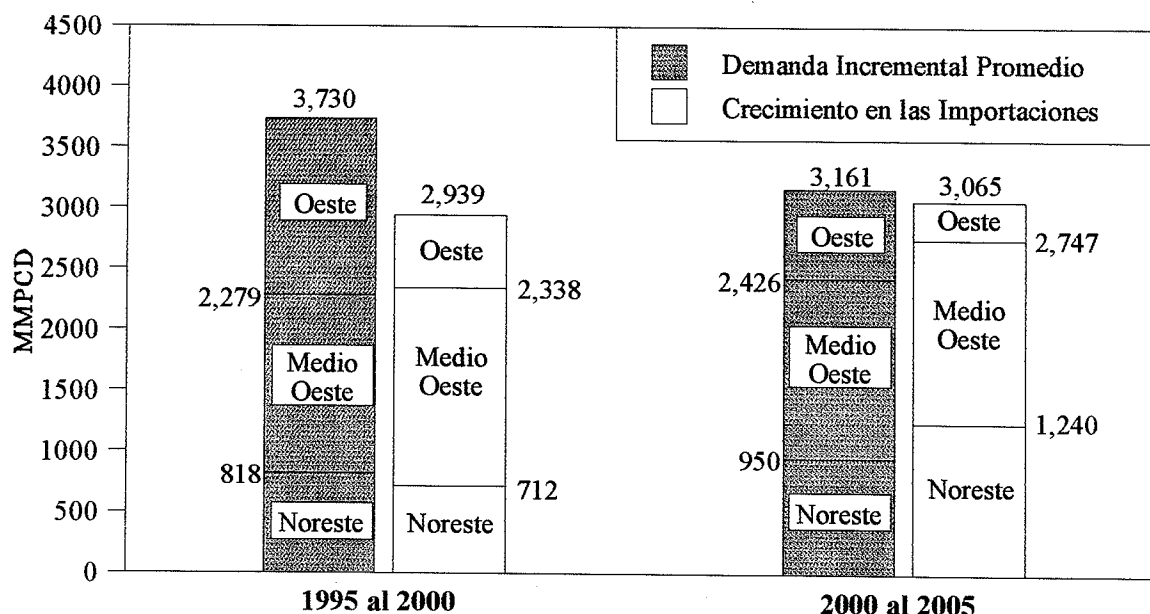
El escenario del Desplazamiento Canadiense asume implícitamente, entonces, que en el Medio Oeste y el Noreste se construyen uno o dos de los grandes nuevos gasoductos y expansiones propuestos y, además, proyectos ya aprobados y pequeñas expansiones incrementales. Estos grandes proyectos traen cantidades de gas muy por encima de las demandas incrementales, lo que da como resultado el desplazamiento de suministradores ya existentes en algunos mercados.

D. EL ESCENARIO DEL ALTO CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ESTADOUNIDENSE

El tercer escenario, “Alto Crecimiento de la Demanda Estadounidense,” proyecta el mismo nivel total (no incremental) de las importaciones canadienses que el del escenario del Desplazamiento Canadiense, es decir 3.8 TPC en el 2000 y 4.9 TPC en el 2005. La diferencia entre estos dos escenarios es que en éste, se espera que la demanda en las tres regiones sea significativamente más alta. En cada región, para derivar la demanda incremental se usa el más alto de los tres pronósticos publicados. La Figura VI-5 compara la alta demanda incremental con el crecimiento de las importaciones.

Figura VI-5

**Escenario del Alto Crecimiento de la Demanda Estadounidense
Comparación del Crecimiento de las Importaciones Canadienses con la Demanda Incremental
para las Tres regiones**



El resultado es que de 1995 al 2000 la demanda incremental para la suma de las tres regiones es 3,730 MMPCD en comparación con 2,368 MMPCD en el caso del crecimiento promedio. Del 2000 al 2005, se espera que la demanda incremental sea 3,161 MMPCD en lugar de 2,116 MMPCD. Los niveles totales de importaciones se presentan en la Tabla VI-4.

Tabla VI-4

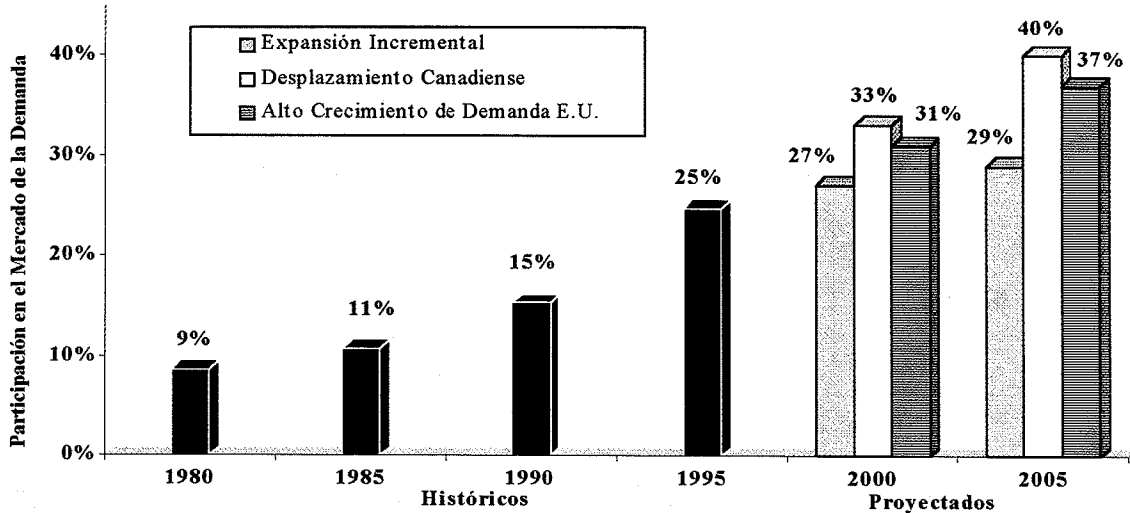
Escenario del Alto Crecimiento de la Demanda Estadounidense				
Importaciones Anuales (BPC/Año) y Participación en la Demanda				
2000	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Total de Importaciones Canadienses en el 2000	1,315	1,599	907	3,821
Participación de las Importaciones en el 2000	44%	27%	27%	31%
2005	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Total de Importaciones Canadienses en el 2005	1,431	2,149	1,360	4,940
Participación de las Importaciones en el 2005	44%	34%	37%	37%

Las importaciones canadienses para el total de las tres regiones terminan representando casi 80%-97% de la demanda incremental en comparación con 124%-145% asumidos en el segundo escenario.

Sin embargo, la participación en el mercado del gas canadiense resultante de la suma de las tres regiones, 31% y 37% para el 2000 y el 2005 respectivamente, es más cercana a la participación en el mercado según el escenario del Desplazamiento Canadiense (33% y 40%) que a la del escenario de

la Expansión Incremental (27% y 29%) (ver Figura VI-6). De esta manera, algún desplazamiento ocurrirá, aunque es probable que sea menos severo que el proyectado en el escenario del Desplazamiento Canadiense. El desplazamiento ocurre en el Medio Oeste para el 2000, y en el Medio Oeste y el Noreste para el 2005. (Para detalles adicionales, referirse al Apéndice, Tablas A-11 y A-12).

Figura VI-6
Participación en la Demanda de las Importaciones (Suma de las Tres Regiones)
Niveles Históricos y Proyectados (por Escenario)



Las proyecciones de este escenario (y también las del Desplazamiento Canadiense) significan que las importaciones canadienses capturan 16% de la demanda total estadounidense de gas en el 2000, y 19% en el 2005 (estos porcentajes están basados en la demanda estadounidense proyectada de más de 24 TPC y 26 TPC, respectivamente). En el escenario de la Expansión Incremental, las importaciones canadienses representarían 13% y 14% de la demanda de gas de Estados Unidos en el 2000 y el 2005. Estos porcentajes parecen conservadores debido a que las importaciones canadienses ya habían alcanzado el 13% en 1995 (referirse a la Tabla II-1). De esta manera, una participación más alta parece factible en el futuro, especialmente con la abundancia de nueva capacidad planeada que se propone. Lo que es menos claro es si las importaciones canadienses puedan alcanzar participaciones de 16% y 19%.

Una preocupación tanto con el escenario del Desplazamiento Canadiense como con el del Alto Crecimiento de la Demanda de Estados Unidos es si el sector productor canadiense puede aumentar su capacidad de entrega a niveles más altos que la demanda pronosticada anteriormente, específicamente los 2,939 MMPCD de aumento en las importaciones necesarios para obtener un nivel de 3.8 TPC/Año para el 2000 y 4.9 TPC para el 2005. No es el alcance de este estudio un análisis detallado de las condiciones del suministro canadiense; sin embargo, son posibles algunas observaciones cualitativas. El lograr estos niveles de importaciones probablemente pondrá presiones adicionales en lo que ya es una base de suministro llevada a sus límites operativos. Los datos de

CERI¹, ARC² Financial, y NOVA³ muestran aumentos proyectados en la capacidad de producción y de entrega durante los próximos diez años los cuales no alcanzan el nivel requerido para respaldar estos escenarios de altas importaciones.

¹ CERI (Paul Mortesen, Roland George, Denelle Peacey), *North American Natural Gas Outlook: Basin-on-Basin Competition*, Calgary, CERI Study No. 71, mayo de 1996; y CERI (Roland George, George Given, Denelle Peacey), *Survey of Canadian Natural Gas Deliverability, Production, Reserves, and Investment 1994-1998*, Calgary, Alberta, CERI Study No. 69, abril de 1996.

² ARC Financial Corporation, *Energy Update*, enero de 1997.

³ NOVA Gas Transmission, *1997/98 Annual Plan*, mayo de 1996.

APENDICE



Tabla A-1

Demanda Real y Proyectada (MMPCD)			
	Oeste	Medio Oeste	Noreste
Real 1995	6,717	14,492	8,380
Proyecciones (Promedio) para el 2000	7,749	15,421	8,786
Región como % del Total E.U.*	11.7%	23.2%	13.2%
Proyecciones (Promedio) para el 2005	8,295	16,282	9,495
Región como % del Total E.U.*	11.6%	22.8%	13.3%

* Cifra Total de E.U. no incluye transporte..

Tabla A-2

Tasa Compuesta de Crecimiento Anual de la Demanda Proyectada			
	Oeste	Medio Oeste	Noreste
De 1995 al 2000 Promedio	2.9%	1.3%	1.0%
Del 2000 al 2005 Promedio	1.4%	1.1%	1.6%

Tabla A-3

Demanda Incremental Proyectada (MMPCD) según el Pronóstico Publicado			
De 1995 al 2000			
	Oeste	Medio Oeste	Noreste
AEO	444	1,461	818
DRI	1,451	898	225
GRI	1,202	428	177
1995 - 2000 Promedio	1,032	929	407
Región como % del Total E.U.*	16.6%	15.0%	6.6%
Del 2000 al 2005			
	Oeste	Medio Oeste	Noreste
AEO	471	1,476	950
DRI	735	441	431
GRI	431	665	745
2000 - 2005 Promedio	546	861	709
Región como % del Total E.U.*	10.8%	17.0%	14.0%

* Cifra Total E.U. no incluye transporte.

Tabla A-4

Demanda Proyectada (MMPCD): Oeste

2000					
Sector	Tasa de Crecimiento*	Promedio	AEO	DRI	GRI
Residencial	1.4%	1,815	1,788	1,795	1,863
Comercial	2.1%	1,044	1,015	1,087	1,030
Industrial	1.8%	2,741	2,667	2,802	2,753
Generación de Energía Eléctrica	6.5%	2,149	1,691	2,484	2,272
Promedio	2.9%	7,749	7,161	8,168	7,919
2005					
Sector	Tasa de Crecimiento*	Promedio	AEO	DRI	GRI
Residencial	0.6%	1,868	1,834	1,824	1,947
Comercial	1.0%	1,095	1,064	1,137	1,084
Industrial	0.8%	2,848	2,802	2,934	2,806
Generación de Energía Eléctrica	2.9%	2,484	1,932	3,008	2,513
Promedio	1.4%	8,295	7,633	8,903	8,350

* Tasa Compuesta de Crecimiento Anual para los Períodos de 1995 al 2000, y del 2000 al 2005.

Tabla A-5

Demanda Proyectada (MMPCD): Medio Oeste

2000					
Sector	Tasa de Crecimiento*	Promedio	AEO	DRI	GRI
Residencial	0.2%	5,484	5,746	5,345	5,361
Comercial	0.5%	3,096	3,162	3,106	3,109
Industrial	2.0%	6,160	6,246	6,179	6,054
Generación de Energía Eléctrica	9.0%	682	799	760	486
Promedio	1.3%	15,421	15,953	15,390	14,920
2005					
Sector	Tasa de Crecimiento*	Promedio	AEO	DRI	GRI
Residencial	0.2%	5,529	5,743	5,426	5,419
Comercial	0.4%	3,154	3,198	3,151	3,113
Industrial	1.1%	6,511	6,495	6,417	6,621
Generación de Energía Eléctrica	9.8%	1,088	1,993	839	431
Promedio	1.1%	16,282	17,430	15,832	15,585

* Tasa Compuesta de Crecimiento Anual para los períodos de 1995 al 2000 y del 2000 al 2005.

Tabla A-6

Demanda Proyectada (MMPCD): Noreste

2000					
Sector	Tasa de Crecimiento*	Promedio	AEO	DRI	GRI
Residencial	0.0%	3,008	2,975	3,057	2,991
Comercial	0.7%	1,996	2,033	1,990	1,965
Industrial	0.8%	2,236	2,280	2,312	2,115
Generación de Energía Eléctrica	3.5%	1,547	1,909	1,245	1,486
Promedio	1.0%	8,786	9,197	8,695	8,557
2005					
Sector	Tasa de Crecimiento*	Promedio	AEO	DRI	GRI
Residencial	0.0%	3,015	2,953	3,132	2,960
Comercial	0.2%	2,021	2,051	1,985	2,028
Industrial	0.9%	2,336	2,263	2,416	2,329
Generación de Energía Eléctrica	6.5%	2,123	2,880	1,503	1,985
Promedio	1.6%	9,495	10,147	9,035	9,302

* Tasa Compuesta de Crecimiento Anual para los períodos de 1995 al 2000 y del 2000 al 2005.

Tabla A-7

Escenario de la Expansión Incremental
Crecimiento Promedio de la Demanda, Aumento en las Importaciones

Volúmenes Diarios (MMPCD)

De 1995 al 2000	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Participación Canadiense en la Demanda Incremental	22%	66%	66%	47%
Demanda Incremental Promedio	1,032	929	407	2,368
Crecimiento de las Importaciones	227	613	268	1,109
Más Niveles de Importaciones de 1995	3,000	2,756	1,773	7,529
Total de Importaciones Canadienses en el 2000	3,227	3,369	2,041	8,637
Demanda Total en el 2000 (3 Regiones)	7,749	15,421	8,786	31,957
Participación de las Importaciones en el 2000	42%	22%	23%	27%
Demanda Total de E.U. en el 2000	---	---	---	66,407
Participación de las Importaciones en el 2000	---	---	---	13%
Del 2000 al 2005	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Participación Canadiense en la Demanda Incremental	22%	66%	66%	55%
Demanda Incremental Promedio	546	861	709	2,116
Crecimiento de las Importaciones	120	568	468	1,156
Más Niveles de Importaciones del 2000	3,227	3,369	2,041	8,637
Total de Importaciones Canadienses en el 2005	3,347	3,937	2,509	9,793
Demanda Total en el 2005 (3 Regiones)	8,295	16,282	9,495	34,072
Participación de las Importaciones en el 2005	40%	24%	26%	29%
Demanda Total de E.U. en el 2005	---	---	---	71,459
Participación de las Importaciones en el 2005	---	---	---	14%

Tabla A-8

Escenario de la Expansión Incremental				
Volúmenes Anuales (BPC/Año)				
De 1995 al 2000	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Demanda Total en el 2000	2,828	5,629	3,207	11,664
Total de Importaciones Canadienses en el 2000	1,178	1,230	745	3,153
Participación de las Importaciones en el 2000	42%	22%	23%	27%
Demanda Total E.U. en el 2000	---	---	---	24,239
Participación de las Importaciones en el 2000	---	---	---	13%
Del 2000 to 2005	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Demanda Total en el 2005	3,028	5,943	3,466	12,436
Total de Importaciones Canadienses en el 2005	1,222	1,437	916	3,575
Participación de las Importaciones en el 2005	40%	24%	26%	29%
Demanda Total E.U. en el 2005	---	---	---	26,083
Participación de las Importaciones en el 2005	---	---	---	14%

Tabla A-9

Escenario del Desplazamiento Canadiense
Crecimiento Promedio de la Demanda, Desplazamiento-Nivel de Importaciones

Volúmenes Diarios (MMPCD)

De 1995 al 2000	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Participación Canadiense en la Demanda Incremental	58%	175%	175%	124%
Demanda Incremental Promedio	1,032	929	407	2,368
Crecimiento de las Importaciones	602	1,626	712	2,939
Más Niveles de Importación de 1995	3,000	2,756	1,773	7,529
Total de Importaciones Canadienses en el 2000	3,602	4,382	2,484	10,468
Demanda Total en el 2000 (3 Regiones)	7,749	15,421	8,786	31,957
Participación de las Importaciones en el 2000	46%	28%	28%	33%
Demanda Total E.U. en el 2000	---	---	---	66,407
Participación de las Importaciones en el 2000	---	---	---	16%
Del 2000 al 2005	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Participación Canadiense en la Demanda Incremental	58%	175%	175%	145%
Demanda Incremental Promedio	546	861	709	2,116
Crecimiento de las Importaciones	319	1,507	1,240	3,065
Más Niveles de Importación del 2000	3,602	4,382	2,484	10,468
Total de Importaciones Canadienses en el 2005	3,921	5,888	3,725	13,533
Demanda Total en el 2005 (3 Regiones)	8,295	16,282	9,495	34,072
Participación de las Importaciones en el 2005	47%	36%	39%	40%
Demanda Total E.U. en el 2005	---	---	---	71,459
Participación de las Importaciones en el 2005	---	---	---	19%

Tabla A-10

Escenario del Desplazamiento Canadiense				
Volúmenes Anuales (BPC/Año)				
De 1995 to 2000	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Demanda Total en el 2000	2,828	5,629	3,207	11,664
Total de Importaciones Canadienses en el 2000	1,315	1,599	907	3,821
Participación de las Importaciones en el 2000	46%	28%	28%	33%
Demanda Total en el 2000	---	---	---	24,239
Participación de las Importaciones en el 2000	---	---	---	16%
Del 2000 al 2005	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Demanda Total en el 2005	3,028	5,943	3,466	12,436
Total de Importaciones Canadienses en el 2005	1,431	2,149	1,360	4,940
Participación de las Importaciones en el 2005	47%	36%	39%	40%
Demanda Total E.U. en el 2005	---	---	---	26,083
Participación de las Importaciones en el 2005	---	---	---	19%

Tabla A-11

Escenario del Alto Crecimiento de la Demanda de Estados Unidos
Alto Crecimiento de la Demanda, Desplazamiento-Nivel de Importaciones

Volúmenes Diarios (MMPCD)

De 1995 al 2000	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Participación Canadiense en la Demanda Incremental	41%	111%	87%	79%
Alta Demanda Incremental	1,451	1,461	818	3,730
Crecimiento de las Importaciones	602	1,626	712	2,939
Más Niveles de Importación de 1995	3,000	2,756	1,773	7,529
Total de Importaciones Canadienses en el 2000	3,602	4,382	2,484	10,468
Demanda Total en el 2000 (3 Regiones)	8,168	15,953	9,197	33,319
Participación de las Importaciones en el 2000	44%	27%	27%	31%
Demanda Total E.U. en el 2000	---	---	---	67,258
Participación de las Importaciones en el 2000	---	---	---	16%
Del 2000 al 2005	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Participación Canadiense en la Demanda Incremental	43%	102%	131%	97%
Alta Demanda Incremental	735	1,476	950	3,161
Crecimiento de las Importaciones	319	1,507	1,240	3,065
Más Niveles de Importación del 2000	3,602	4,382	2,484	10,468
Total de Importaciones Canadienses en el 2005	3,921	5,888	3,725	13,533
Demanda Total en el 2005 (3 Regiones)	8,903	17,430	10,147	36,480
Participación de las Importaciones en el 2005	44%	34%	37%	37%
Demanda Total E.U. en el 2005	---	---	---	73,105
Participación de las Importaciones en el 2005	---	---	---	19%

Tabla A-12**Escenario del Alto Crecimiento de la Demanda Estadounidense****Volúmenes Anuales (BPC/Año)**

De 1995 al 2000	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Demanda Total en el 2000 (Alta)	2,981	5,873	3,357	12,161
Total de Importaciones Canadienses en el 2000	1,315	1,599	907	3,821
Participación de las Importaciones en el 2000	44%	27%	27%	31%
Demanda Total E.U. en el 2000 (Alta)	---	---	---	24,549
Participación de las Importaciones en el 2000	---	---	---	16%
Del 2000 al 2005	Oeste	Medio Oeste	Noreste	Total
Demanda Total en el 2005 (Alta)	3,250	6,362	3,704	13,315
Total de Importaciones Canadienses en el 2005	1,431	2,149	1,360	4,940
Participación de las Importaciones en el 2005	44%	34%	37%	37%
Demanda Total E.U. en el 2005 (Alta)	---	---	---	26,683
Participación de las Importaciones en el 2005	---	---	---	19%



